

Einleitung



Grundlage der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte waren die Binnenmarkt-Richtlinien der Europäischen Union zur Öffnung der jeweiligen Märkte, wobei diese ursprünglich von einer stufenweise Öffnung ausgegangen sind. Österreich hat bei der Umsetzung der Richtlinien eine Vorreiterrolle übernommen und bereits im Oktober 2001 den Strom- und im Oktober 2002 den Gasmarkt zu 100 % liberalisiert. Eine Frage, die sich dabei jedoch stellt ist, weshalb waren bzw. werden diese Sektoren überhaupt teilweise reguliert?

Mögliches Marktversagen ist die häufigste Begründung für Regulierung und Übernahme von Aufgaben durch den Staat. Bei netzgebundenen Märkten kann aufgrund der Produktionsbedingungen die Marktnachfrage nach der Dienstleistung Transport von elektrischer Energie am kostengünstigsten durch ein Unternehmen gedeckt werden. Bieten mehrere Unternehmen die Netzverbindung an, würde dies zu volkswirtschaftlich unerwünschten, höheren Produktionskosten und somit zu Ineffizienzen führen. Um jedoch zu verhindern, dass der Monopolist seine Marktmacht missbraucht, sind u.a. Markteintritt, Marktaustritt und Preise durch den Staat reguliert. Neben dem Marktversagen wird häufig auch das Argument von sozial unverträglichen Marktergebnissen angeführt. Diese sozialpolitisch motivierte Argumentation für die Regulierung eines Marktes stellt aus ökonomischer Sicht zwar kein Marktversagen dar, liefert aber eine Rechtfertigung für staatliche Eingriffe.

Die ersten Erfahrungen aufgrund der vollständigen Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte zeigen, dass es möglich ist, in einzelnen Produktionsstufen (Erzeugung, Handel, Vertrieb) eines

Industriebereiches mit partiellen Monopoleigenschaften (Netz) Wettbewerb zu schaffen. Die Schaffung von Wettbewerb ist wiederum Voraussetzung zur Steigerung der Effizienz der Märkte.

Um die Liberalisierung auch auf europäischer Ebene weiter voranzutreiben, haben sich die Mitgliedstaaten der Europäischen Union darauf geeinigt, diese zu beschleunigen und den Wirtschaftsstandort Europa dadurch weiter zu stärken. Neben der Verpflichtung zur Entflechtung vertikal integrierter Versorger kommt es durch die „Beschleunigungsrichtlinie“ spätestens Mitte 2007 sowohl im Strom- als auch im Gasmarkt zur vollständigen Marktöffnung in allen Mitgliedstaaten.

Auf die vollständige Liberalisierung der beiden langsam wachsenden Energiemärkte mit langen Investitionszyklen und mittelfristig nur geringer Nachfrage nach zusätzlichen Kapazitäten haben die Unternehmen international mit Zusammenschlüssen und Kooperationen reagiert (ausgenommen sind die Netzbereiche Übertragung und Verteilung). Dies hat zu einer Verstärkung der vertikalen und horizontalen Integration geführt, die Anzahl der Unternehmen am Energiemarkt reduziert und die Marktkonzentration auf den nationalen Märkten dadurch deutlich erhöht. Darüber hinaus haben Strom- und Gasunternehmen durch branchenübergreifende Zusammenschlüsse ihre Position zusätzlich ausgebaut.

Mit dem vorliegenden Liberalisierungsbericht werden die bisherigen Entwicklungen in den beiden ehemals durch monopolistische Strukturen geprägten Sektoren Österreichs analysiert.

Ausgehend von den Rahmenbedingungen wie den gesetzlichen Grundlagen, der gesamtwirtschaftlichen Bedeutung und der Einflussgrößen der Strom- und Gaswirtschaft sowie der Preisbildungsmechanismen beschäftigt sich der zweite Teil mit der Struktur der Strom- und Gasmärkte. Nach der Beschreibung der einzelnen sachlich und räumlich relevanten Märkte und der jeweiligen Marktkonzentration wird im Kapitel *Marktverhalten* auf Firmenstrategien und insbesondere auf die Werbeaktivitäten der Strom- und Gasunternehmen eingegangen. Abschließend werden im Kapitel *Marktergebnis* die bisherigen Entwicklungen seit der Öffnung des Strom- und Gasmarktes dargestellt.

Eine Trennung der Themenbereiche Strom und Gas findet – sofern möglich – statt. Da jedoch einige Themenbereiche überschneidend sind

(u.a. Firmenstrategien), geschieht dies nicht durchgehend. Hinzu kommt in Teilbereichen die zunehmende Konvergenz der beiden Märkte (u.a. Erdgas als Energieträger zur Stromerzeugung). Mit der neuen Binnenmarkttrichtlinie werden die Regulierungsbehörden verpflichtet, einen umfassenden Monitoringbericht zu erstellen, in dem u.a. auf das Ausmaß von Transparenz und Wettbewerb, Unbundling sowie Netz- und Tarifierungsangelegenheiten eingegangen wird. Der vorliegende Bericht geht weitestgehend bereits auf die in der Richtlinie angeführten Punkte ein, bietet darüber hinaus eine detaillierte Darstellung der bisherigen Entwicklung auf den Strom- und Gasmärkten und wird künftig jährlich von der E-Control veröffentlicht werden.

Ausgangslage und Rahmenbedingungen



Durch die Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkttrichtlinien ist die Öffnung der beiden Energiemärkte vorgegeben. Zielsetzung ist neben der Stärkung des europäischen Wirtschaftsraumes und -standorts auch in diesen Sektoren die Ermöglichung des freien Warenverkehrs in der Europäischen Union. Nach einem Überblick über die rechtlichen Grundlagen der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte in der Europäischen Union und insbesondere in Österreich wird die Preisbildung durch veränderte Rahmenbedingungen auf den Energiemärkten beschrieben sowie auf die gesamtwirtschaftliche Bedeutung von Strom und Gas und deren Verbrauchseinflussgrößen eingegangen.

→ Gesetzliche Grundlagen der Marktliberalisierung

Gesetzliche Grundlagen der Strommarktliberalisierung

Die Erlassung des Energieliberalisierungsgesetzes¹, mit dem das EIWOG abgeändert wurde, ging in weiten Bereichen über die Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 96/92/EG hinaus. Die vollständige Liberalisierung des österreichischen Elektrizitätsmarktes zum 1. 10. 2001 ermöglicht allen Stromkunden die freie Wahl ihres Lieferanten. Mit der im Juni 2003 beschlossenen „Beschleunigungsrichtlinie“ werden auch die restlichen Mitgliedstaaten (Abbildung 1) verpflichtet, allen Stromkunden bis spätestens 1. 7. 2007 die Möglichkeit der freien Wahl ihres Lieferanten zu gewährleisten.

Die neue Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie sieht weiters die verpflichtende Einrichtung einer unabhängigen Regulierungsbehörde bis 1. 7. 2004 vor. Diese Verpflichtung wird insbesondere in Deutschland schlagend, da Deutschland als einziger EU-Mitgliedstaat derzeit noch

nicht über eine eigenständige Regulierungsbehörde verfügt. Aufgrund der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie wird künftig nur mehr das Modell des regulierten Netzzuganges und nicht mehr der derzeit in Deutschland verhandelte Netzzugang zulässig sein. Weitere zentrale Bestimmungen der neuen Richtlinie betreffen das Legal Unbundling (gesellschaftsrechtliche Trennung der Elektrizitätsnetze von anderen Unternehmensbereichen) und die Übernahme gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen (z.B. Grundversorgung). Teilweise besteht hier in Österreich noch ein Umsetzungsbedarf, in anderen Punkten (z.B. Versorger letzter Instanz) steht es Österreich frei, eine Regelung zu schaffen oder nicht. Besonderes Augenmerk wird dabei auf die Ausgestaltung des Unbundling zu legen sein, weil die effektive Umsetzung der Unbundlingvorschriften eine wesentliche Voraussetzung für faire Wettbewerbsbedingungen und eine Belebung des Wettbewerbsgeschehens darstellt.

Die letzte Novellierung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (EIWOG) im Sommer 2002 war durch die Erlassung des Ökostromgesetzes² begründet. Letzteres regelt die Förderung von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Für erneuerbare Energie sieht das Gesetz eine Abnahmepflicht der damit erzeugten Elektrizität durch den Ökobilanzgruppenverantwortlichen vor, der für diese Energie, die vom Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit verordneten Preise (Einspeistarife), die über dem Marktpreis für Elektrizität liegen, zu bezahlen hat. Für die Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ist ein Unterstützungstarif vorgesehen, der durch einen Zuschlag auf alle an Endverbraucher abgegebenen Strommengen (ähnlich wie für Stranded Costs) finanziert wird.

¹ BGBl. I Nr. 121/2000

² BGBl. I Nr. 149/2002

Im Zuge der gleichzeitigen Erlassung des Gaswirtschaftsgesetzes wurde aus der Elektrizitäts-Control Kommission die Energie-Control Kommission (E-Control Kommission) und aus der Elektrizitäts-Control GmbH die Energie-Control GmbH (E-Control GmbH). Wesentliche Zuständigkeitsveränderungen im Elektrizitätsbereich waren damit nicht verbunden. Die E-Control erhielt zusätzliche Kompetenzen – z.B. Streitschlichtung. Marktteilnehmer können nun Beschwerden über die Qualität der Dienstleistung oder nicht nachvollziehbare Rechnungsbeträge an die E-Control richten.

Neben den Regulierungszuständigkeiten im engeren Sinn haben die sektorspezifischen Regulierungsbehörden – somit auch die E-Control – seit Inkrafttreten des neuen Wettbewerbsrechts³ mit 1. 7. 2002 die Möglichkeit, in verschiedenen Angelegenheiten – unabhängig von den Amtsparteien (Bundeswettbewerbsbehörde und Bundeskartellanwalt) – Anträge an das Kartellgericht zu stellen und Stellungnahmen abzugeben. Darüber hinaus sieht das Wettbewerbsrecht eine intensive Zusammenarbeit zwischen den Wettbewerbsbehörden und dem Regulator vor. Von Juli 2002 bis Ende Juni 2003 wurden gemeinsam acht Zusammenschlussverfahren vor dem österreichischen Kartellgericht behandelt, wobei in zwei Fällen die Stellung eines Prüfungsantrages angeregt und Voruntersuchungen aufgrund des Verdachts von Kartellabsprachen im Zusammenhang mit den Ökostrompreiserhöhungen durchgeführt wurden. Des Weiteren haben die Bundeswettbewerbsbehörde und die E-Control im Zusammenschlussverfahren für die „Österreichische Stromlösung“ vor der Europäischen Kommission eng zusammengearbeitet.

Gesetzliche Grundlagen der Gasmarktliberalisierung

Die Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt ist mit 10. 8. 1998 in Kraft getreten. Ihre Bestimmungen waren von den Mitgliedstaaten bis 10. 8. 2000 umzusetzen und sahen eine schrittweise Steigerung des Marktöffnungsgrades in den Mitgliedstaaten vor:

- ab 10. 8. 2000 mindestens 20 % des jährlichen Gesamtverbrauchs,
- ab 10. 8. 2005 mindestens 28 % des jährlichen Gesamtverbrauchs,
- ab 10. 8. 2010 mindestens 33 % des jährlichen Gesamtverbrauchs.

Diese Vorgaben werden jedoch durch die so genannte „Beschleunigungsrichtlinie“⁴, die bis zum 1. 7. 2004 umzusetzen ist, überholt.

Österreich hat die Vorgaben der ursprünglichen EU-Richtlinie durch das mit 10. 8. 2000 in Kraft getretene Gaswirtschaftsgesetz (GWG I) umgesetzt. Gleichzeitig wurde festgelegt, dass ab 1. 10. 2002 eine vollständige Marktöffnung zu erfolgen hat. Die Umsetzung dieses Zieles erfolgte durch eine Novelle zum Gaswirtschaftsgesetz (GWG II).

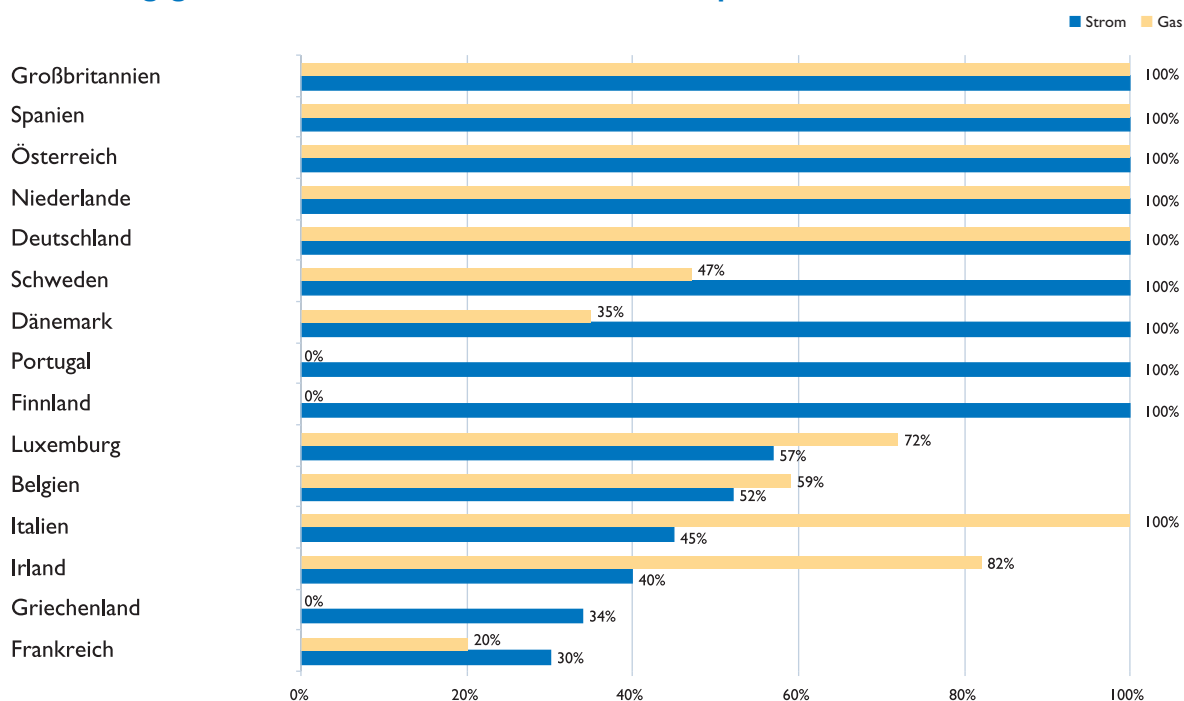
Der Grad der Umsetzung der Richtlinie in den einzelnen Mitgliedstaaten ist unterschiedlich. Neben Österreich gelten derzeit lediglich die nationalen Märkte Großbritanniens, Italiens, Spaniens, der Niederlande sowie Deutschlands als vollständig liberalisiert, wobei der Zugang zum deutschen Markt auf Grund des dort derzeit noch geltenden Systems des verhandelten Netzzuganges de facto nur sehr eingeschränkt möglich ist.

³ Bundesgesetz, mit dem das Bundesgesetz über die Einrichtung einer Bundeswettbewerbsbehörde (Wettbewerbsgesetz – WettbG) erlassen und das Kartellgesetz 1988, das Strafgesetzbuch und das Bundesfinanzgesetz 2002 geändert werden, BGBl. I Nr. 62/2002.

⁴ ABl. 2003 L 176, 57

→ Öffnungsgrad der Strom- und Gasmärkte in Europa

Abbildung I



Quelle: EU-Kommission

Die „Beschleunigungsrichtlinie“, die die Gasbinnenmarkttrichtlinie ersetzt, sieht ebenfalls eine schrittweise Marktöffnung vor, jedoch mit erheblich verkürzten Übergangszeiträumen (vollständige Liberalisierung bis spätestens 1. 7. 2007). Weiters entfällt die bisher bestehende Wahlmöglichkeit der Mitgliedstaaten zwischen verhandeltem und reguliertem Netzzugang zu Gunsten eines einheitlichen Systems des regulierten Netzzuganges.

Durch das GWG II sowie die gleichzeitig in Kraft getretene Novelle zum Energieregulierungsbehördengesetz wurden etliche Bestimmungen der „Beschleunigungsrichtlinie“ bereits vorweggenommen. Kernstücke der seit 1. 10. 2002 geltenden Rechtslage sind insbesondere:

Einrichtung einer unabhängigen Regulierungsbehörde

Die bis zum Inkrafttreten des GWG II ausschließlich mit Angelegenheiten des Elektrizitätsmarktes befassten Regulierungsbehörden E-Control GmbH und E-Control Kommission erfüllen die Anforderungen der Richtlinie betreffend die Unabhängigkeit von den Interessen der Erdgaswirtschaft.

Unbundling

Gemäß § 7 GWG II sind Netzbetreiber zum gesellschaftsrechtlichen Unbundling des Netzbetriebes von den übrigen Tätigkeiten eines integrierten Erdgasunternehmens verpflichtet. Ausnahmen bestehen für Netzbetreiber mit weniger als 50.000 Hausanschlüssen, was vor allem kleinere Weiterverteiler ausnimmt.

Während die Richtlinie hinsichtlich des Netzzuganges lediglich die Einführung veröffentlichter Tarife fordert, deren Berechnungsmethoden einer ex-ante-Genehmigung durch die Regulierungsbehörde unterliegen, sieht das GWG II darüber hinausgehend die Festlegung der Netztarife durch die Regulierungsbehörde (E-Control Kommission) selbst vor.

Für den Zugang zu Speicheranlagen lässt die Richtlinie die Wahl zwischen verhandeltem und reguliertem Zugang offen. In Österreich hat man sich für einen verhandelten Zugang bei Speicheranlagen entschieden.

→ Preisbildung in den leitungsgebundenen Märkten für Strom und Gas

Vor der Liberalisierung des Strommarktes wurden die Preise, die die Verbraucher ihren jeweiligen Versorgern zu zahlen hatten, gesetzlich geregelt. Diese Preise wurden teilweise in einem gesellschaftlichen Verhandlungsprozess im Rahmen der Preiskommission festgelegt. Ziel war gemäß Preisgesetz die Festlegung eines „volkswirtschaftlich gerechtfertigten Preises“ als Höchstpreis. In der Praxis hieß dies zumeist, dass sich die Vertreter der Bundesregierung, der Interessenvertretungen und der Energieversorger – geleitet von ihren unterschiedlichen wirtschafts- und verteilungspolitischen Zielen und Interessen – auf Preise einigten.

Ähnliches gilt für die Preisgestaltung im Gasmarkt, in dem die Preise teilweise durch den Preisunterausschuss der Paritätischen Kommission festgelegt wurden. Auch hier wurden ausschließlich All-Inclusive-Preise angeboten, die im Zusammenwirken der Unternehmen mit den Sozialpartnern ausgehandelt wurden. Eine Preistransparenz für den Kunden war nur insofern gegeben, als der Endpreis festgelegt und veröffentlicht wurde. Intransparent für den Endkunden war jedoch die Zusammensetzung der

Preise (Kostenkomponenten wie z.B. Netz, Energie) sowie der Verhandlungsprozess zwischen den beteiligten Interessenvertretern.

Nach der Öffnung der Märkte änderte sich das System der Preisgestaltung grundsätzlich. In den deregulierten Bereichen (u.a. Belieferung von Endkunden) wurde der zentralisierte Verhandlungsprozess durch den Marktmechanismus abgelöst. Die Preise bilden sich frei nach dem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage bzw. aufgrund der Verhandlungsmacht der jeweiligen Marktteilnehmer. Im weiterhin monopolistisch organisierten Übertragungs- bzw. Verteilungsbereich werden die anzuwendenden Tarife von der E-Control Kommission behördlich festgelegt.

→ Wettbewerb auf netzgebundenen Märkten

Die Zielsetzung der Öffnung der Strom- und Gasmärkte ist vor allem die Schaffung von Wettbewerb zur Stärkung der Wirtschaft und zur Erhöhung der Standortattraktivität. Doch wozu Wettbewerb?

Wettbewerb schafft für die Nachfrager Wahlmöglichkeiten sowie für die Anbieter unternehmerische Freiheiten (Freiheitsfunktion des Wettbewerbs). Ökonomen bezeichnen Wettbewerb als perfekt, wenn jeder Anbieter so klein ist, dass er keinen wesentlichen Einfluss auf die „unsichtbare Hand“ des Marktes hat. Aufgrund der Vielzahl von Anbietern und dem Versuch, einen möglichst großen Marktanteil zu erreichen, sind Anbieter gezwungen, den Preis auf die Kosten zu drücken. Hinzu kommt, dass Anbieter zu Prozess- und Produktinnovationen stimuliert werden, da kurzfristig für Innovationen ein höherer Gewinn erwirtschaftet werden kann (temporärer Monopolpreis, weil erst längerfristig die neuen Produkte bzw. Prozesse imitiert werden).

→ Wettbewerb-Effizienz Ergebnis

Abbildung 2

Wettbewerb	Effizienz
Unternehmer als Preisnehmer hohes Informationsniveau Preis entspricht Grenzkosten	Profitmaximierung und Maximierung der Konsumentenrente

Aufgrund bestimmter Produktionsbedingungen kann in einigen Produktmärkten ein einziger Anbieter den relevanten Markt kostengünstiger bedienen als mehrere Anbieter. Solche so genannten natürlichen Monopole werden vor allem in Branchen vermutet, in denen Investitionen z.B. in Infrastruktur zu hohen irreversiblen Kosten führen. Dazu zählen neben dem Strom- und Gassektor u.a. noch die Wasserversorgung, der Verkehrs- sowie der Telekommunikationssektor.

Die Ursachen für natürliche Monopole liegen in der Subadditivität von Kostenfunktionen. Das heißt, bei steigender Stückzahl kommt es zu sinkenden Stückkosten (economies of scale) bzw. ein Unternehmen kann eine bestimmte Menge zu geringeren Kosten erzeugen als mehrere Unternehmen. Neben Skaleneffekten (Größenvorteile – economies of scale) können bei mehreren Produkten auch Verbundvorteile

(economies of scope) zum Tragen kommen, das heißt, ein Unternehmen kann mehrere Produkte gemeinsam zu geringeren Stückkosten erzeugen als bei getrennter Produktion.

Daraus können zwei Sachverhalte abgeleitet werden:

- Die Produktion des Outputs durch mehrere Unternehmen ist bei Subadditivität volkswirtschaftlich ineffizient und führt zu einer Verschwendung von Ressourcen.
- Subadditivität führt im Zeitablauf durch das Ausscheiden von Marktteilnehmern automatisch zum Monopol.

Vor allem hohe irreversible Kosten, so genannte Sunk Costs⁵, halten potenzielle Wettbewerber davon ab, in den Markt einzutreten (das heißt, es liegt kein bestreitbarer Markt⁶ vor). Gemeinsam mit Subadditivität führt dies zu natürlichen Monopolen.

In welchen Bereichen Wettbewerb potenziell möglich ist, wird in Tabelle I dargestellt. Ein so genannter monopolistischer Bottleneck liegt dann vor, wenn zumindest auf einer Produktionsstufe der Wertschöpfungskette ein natürliches Monopol besteht und dieses eine wesentliche Einrichtung (Essential Facility) darstellt, die

→ Abgrenzung monopolistischer Bottleneck-Bereiche

Tabelle I

Monopol	Kosten	relevante irreversible Kosten	ohne relevante irreversible Kosten
Natürliches Monopol		monopolistische Bottlenecks	potenzieller Wettbewerb möglich
Kein Natürliches Monopol		Wettbewerb zwischen aktiven Anbietern möglich	

Quelle: Knieps (2000)

⁵ Sunk Costs: Kosten, die beim Marktaustritt nicht amortisiert werden können.

⁶ Bestreitbare Märkte – Contestable Markets – sind durch niedrige Marktzutrittsschranken gekennzeichnet. Sie setzen idealtypisch voraus, dass der Zutritt zum Markt vollkommen offen und der Marktaustritt kostenlos ist und dass die bisher im Markt auftretenden Wettbewerber nur mit einer gewissen Verzögerung auf neue Marktzutritte reagieren können.

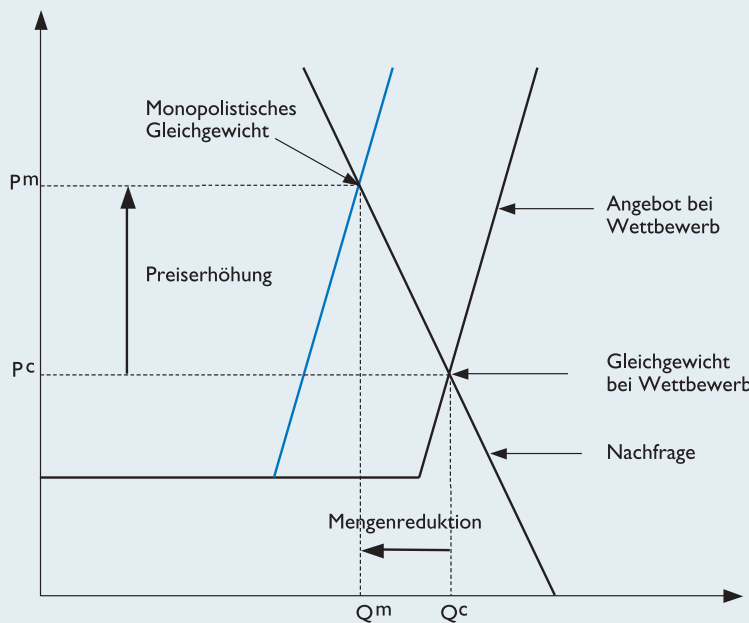
Monopol: Ein monopolistischer Markt ist dadurch gekennzeichnet, dass nur ein Unternehmen den Markt bedient und Preis sowie Menge festlegen kann. Andere Unternehmen finden einen Markteintritt unprofitabel bzw. unmöglich, was auf (technische und rechtliche) Markteintrittsbarrieren zurückzuführen ist.

Monopole stellen ein klassisches Problem der Ökonomie dar. Verglichen mit dem Wohlfahrtsoptimum bei vollkommenem Wettbewerb führen Monopole gemäß der traditionellen Argumentation zu geringeren Produktionsmengen und durch höhere Preise zu allokativen Ineffizienzen⁸.

Als Beispiel sei ein Unternehmen angeführt, das ausschließlich Base-Load-Kraftwerke betreibt und eines der Kraftwerke abschaltet bzw. den Output zurückstellt (siehe Abbildung 3). Die Reduktion des Angebots von elektrischer Energie führt zu einer Verschiebung der Angebotskurve nach links, das heißt höherer Preis (P^C nach P^M) bei geringerer Outputmenge (Q^C nach Q^M).

→ Auswirkungen der Mengenreduktion durch einen Monopolisten

Abbildung 3



Oligopol: Bei einem (Angebots-)Oligopol treffen die Nachfrager auf wenige Anbieter, von denen jeder einen nicht unbeachtlichen Marktanteil hat. Jeder Anbieter übt mit seinen strategischen Entscheidungen Einfluss auf die anderen Marktteilnehmer aus, unterliegt jedoch deren möglichen Reaktionen. Die geringe Anzahl von dominanten Anbietern kann auch zu Absprachen (u.a. Preisabsprachen) unter den Unternehmen führen. Die Oligopolisten haben daher eher den Anreiz zu kooperieren als miteinander im Wettbewerb zu stehen. Das Ergebnis ist einem Monopol ähnlich und führt zu einer Fehlallokation der Ressourcen und einem nachteiligen Ergebnis für Konsumenten.

⁷ Aufgrund der Vielzahl von Besonderheiten und Spezialfällen von Monopolen und Oligopolen werden diese beiden Marktformen nur überblicksartig dargestellt.

⁸ Liegt eine allokativen Ineffizienz vor, werden die volkswirtschaftlichen Ressourcen nicht ihrer optimalen Nutzung zugeführt.

von allen Marktteilnehmern genutzt werden muss, um z.B. Endkunden zu beliefern. Um jedoch Kunden auf nachgelagerten Märkten zu erreichen, ist die Nutzungsmöglichkeit dieser wesentlichen Einrichtungen für dritte Unternehmen notwendige Voraussetzung. Dies soll im Strom- und Gasbereich u.a. durch einen nicht diskriminierenden Netzzugang gewährleistet werden. Liegen keine relevanten irreversiblen Kosten vor, können potenzielle Wettbewerber jederzeit mit geringem finanziellen Risiko in den Markt ein- und austreten. Dieser potenzielle Markteintritt zwingt den Monopolisten dazu, den Preis wie unter Wettbewerbsbedingungen zu setzen.

Tabelle 2 zeigt die Marktstrukturen und Wettbewerbspotenziale des Strom- bzw. Gassektors differenziert nach Produktionsstufen. Eine getrennte Analyse der einzelnen Produktions-

stufen auf deren Wettbewerbspotenzial ist notwendig, weil nur einzelne Produktionsstufen als monopolresistent bezeichnet werden können.

Sowohl im Strom- als auch im Gassektor können die Wertschöpfungsstufen Übertragung und Verteilung als monopolistische Bottlenecks bezeichnet werden. Beide Bereiche sind mit hohen, meist irreversiblen Investitionskosten verbunden, die für den betreffenden Markt spezifisch (versunken) sind. Aus ökonomischer Sicht ist die Existenz resistenter Monopole (Zusammentreffen von Subadditivität und dauerhaften Markteintrittsbarrieren) ein ausreichendes Kriterium für einen Regulierungsbedarf. Die potenzielle Möglichkeit der Diskriminierung anderer Marktteilnehmer sowie eine ineffiziente Ressourcenallokation durch fehlenden Wettbewerb in monopolistischen Bottlenecks bedingt die Implementierung einer staatlichen Aufsicht.

→ Monopolstrukturen und Wettbewerbspotenziale in Österreich

Tabelle 2

Sektor	Produktionsstufe	Marktstruktur	vertikale Integration	öffentl. Unternehmen	Subadditivität	Irreversibilität	Monopol Resistenz
Strom	Erzeugung	Oligopol/Wettbewerb	Ja, großteils	Ja, tw. private Beteiligungen	Nein	mittel	Nein
	Übertragung	Monopol			Ja	hoch	Ja
	Verteilung	Monopol			Ja	hoch	Ja
	Vertrieb	Oligopol/Wettbewerb			Nein	gering	Nein
Gas	Import/Handel	(Quasi) Monopol	Ja, (zumindest über zwei Produktionsstufen)	Ja, tw. private Beteiligungen	Nein	gering/mittel	z.T./Nein
	Übertragung	Monopol			Ja	hoch	Ja
	Verteilung	Monopol			Ja	hoch	Ja
	Vertrieb	Oligopol			Nein	gering	Nein

Quelle: Kruse, J. (2001), E-Control

Neben einer Zugangs- ist auch eine Preisregulierung erforderlich, um den Wettbewerb in den vor- und nachgelagerten Märkten zu gewährleisten.

Die über die Netze angebotenen Produkte können hingegen in der Regel problemlos wettbewerbsfähig organisiert werden. Die getrennte Betrachtung der einzelnen Produktionsstufen ist Basis für eine adäquate Regulierung und Grundlage für die Erfolgsbedingungen einer Liberalisierung. Kritisch ist bei der Deregulierung, wenn eine vertikale Integration in einem Unternehmen zwischen Infrastruktureinrichtung (Netz) und den angebotenen Produkten (Strom oder Gas) besteht.

→ Gesamtwirtschaftliche Bedeutung von Strom und Gas

Elektrische Energie und Gas sind wesentliche Energieträger für Österreichs Haushalte und Unternehmen. Betrachtet man den energetischen Endverbrauch in Österreich, so sind zwar die flüssigen fossilen Energieträger (Diesel, Benzin, Heizöl etc) eindeutig die wichtigsten Energielieferanten, elektrische Energie und Gas nehmen aber die zweit- bzw. dritt wichtigste Rolle ein. Laut Statistik Austria stammten im Jahr 2002 gut 20 % des energetischen Endverbrauchs aus Strom und rund 17 % aus Gas. Die flüssigen fossilen Energieträger, die vorrangig im Straßenverkehr benötigt werden, hatten einen Anteil von rund 43 %.

Gesamtwirtschaftlich betrachtet bilden die Elektrizitäts- und Gaswirtschaft bedeutende Wirtschaftssektoren. Im Jahr 2001 wurden in Österreich 59.372 GWh elektrische Energie

und 7.590 Mio. m³ Gas an Endverbraucher abgegeben. In den Elektrizitätsversorgungsunternehmen fanden rund 25.000, in den Gasversorgungsunternehmen rund 3.000 Personen Beschäftigung. Die Wertschöpfung in diesen beiden Sektoren betrug über € 4 Mrd., wobei der Elektrizitätsbereich mit 3% den größeren Beitrag zur gesamten Wertschöpfung erwirtschaftet hat.

Neben ihren Rollen als eigene Wirtschaftszweige bilden Strom- und Gaswirtschaft als wichtige Teile der Infrastruktur ein zentrales Element für das Funktionieren der gesamten Wirtschaft. Die zuverlässige Versorgung mit Strom und Gas trägt wesentlich zur Leistungsfähigkeit der gesamten Volkswirtschaft bei, da sie unverzichtbare Vorleistungen und Inputfaktoren für Prozesse der Erstellung und Konsumtion von Produkten und Dienstleistungen erbringt.

Die Infrastrukturkosten gelten als wesentliches Standortkriterium bei der Entscheidung über Betriebsansiedlungen. Der Anteil der Stromkosten an den Gesamtkosten eines Unternehmens kann in energieintensiven Branchen bis zu 20 % betragen. Die Margen von Unternehmen, die im internationalen Handel aktiv sind, liegen lediglich zwischen 2 und 3 %. Daher kann eine relativ geringfügige Preissenkung für elektrische Energie die Kostenstruktur und somit die Wettbewerbsfähigkeit eines Unternehmens deutlich verbessern. Durch das Zusammenwachsen der europäischen Märkte hat die wettbewerbsorientierte Energiepreisbildung eine entscheidende Funktion eingenommen, um die Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Wirtschaft auch im globaler werdenden Umfeld zu sichern.

→ Einflussgrößen auf den Verbrauch von Strom und Gas

Für die jährlichen Schwankungen des Strom- und Gasverbrauches sind unterschiedliche Einflussgrößen verantwortlich. Während der inländische Gasverbrauch in erster Linie mit den vorherrschenden Temperaturen korreliert, unterliegt der Inlandsstromverbrauch wesentlich weniger saisonalen Schwankungen. Wie in Abbildung 4 zu erkennen ist, erhöht sich in den Wintermonaten der Stromverbrauch um rund ein Viertel, während der Gasverbrauch verglichen mit seinem Tiefststand im Sommer fast zweieinhalb mal so hoch ist.

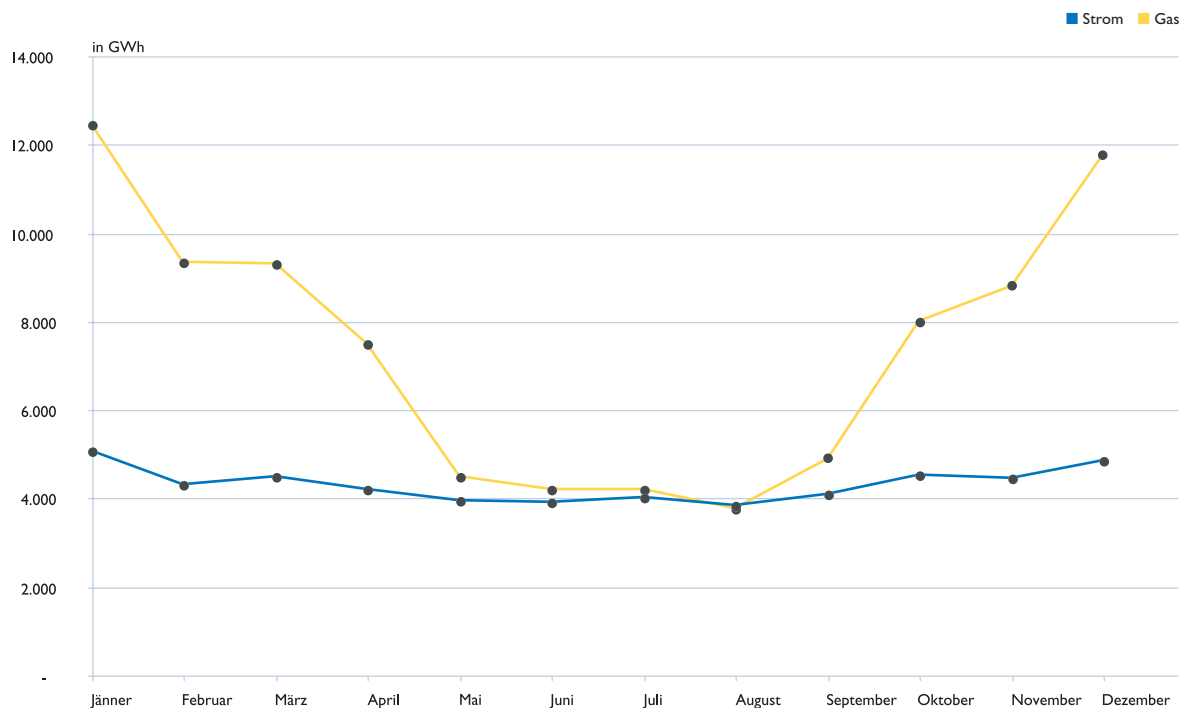
Der Inlandsstromverbrauch steht wiederum in engem Zusammenhang mit der konjunkturellen

Entwicklung. Elektrische Energie als wichtiges Vorprodukt in der Sachgüterzeugung – insbesondere in der Papier-, Chemie-, Maschinen- und Fahrzeugindustrie – wird entsprechend der vorherrschenden Auftragslage der Unternehmen im Produktionsprozess benötigt. In Abbildung 5 ist der Zusammenhang zwischen wirtschaftlicher Entwicklung und Stromverbrauch erkennbar. Da klimatische Verhältnisse oder etwa energiewirtschaftlich bedingte Substitutionseffekte (z.B.: Ölkrise) die Stromnachfrage beeinflussen können, ist der Zusammenhang zeitweise weniger stark ausgeprägt.

Die Betrachtung des Energieverbrauchs über mehrere Jahrzehnte hinweg lässt bestimmte Trends erkennen. Die Intensität des Gasverbrauchs nahm in den letzten Jahrzehnten

→ Strom- und Gasverbrauch in Österreich im Jahresverlauf

Abbildung 4



Quelle: E-Control

kontinuierlich zu. Dafür sind insbesondere das Bemühen der Gasgesellschaften, immer mehr Haushalte an das Gasnetz anzuschließen, sowie die Substitution der traditionellen Energieträger Kohle und Heizöl verantwortlich. Inzwischen werden rund 20 % des gesamten Gasaufkommens zur Stromerzeugung an thermische Kraftwerke geliefert. In den 60er Jahren stammten in Österreich im 10-Jahres-Mittel knapp 30 % des thermisch erzeugten Stromes aus Gas, in den 90er Jahren erhöhte sich dieser Anteil auf knapp 50 %.

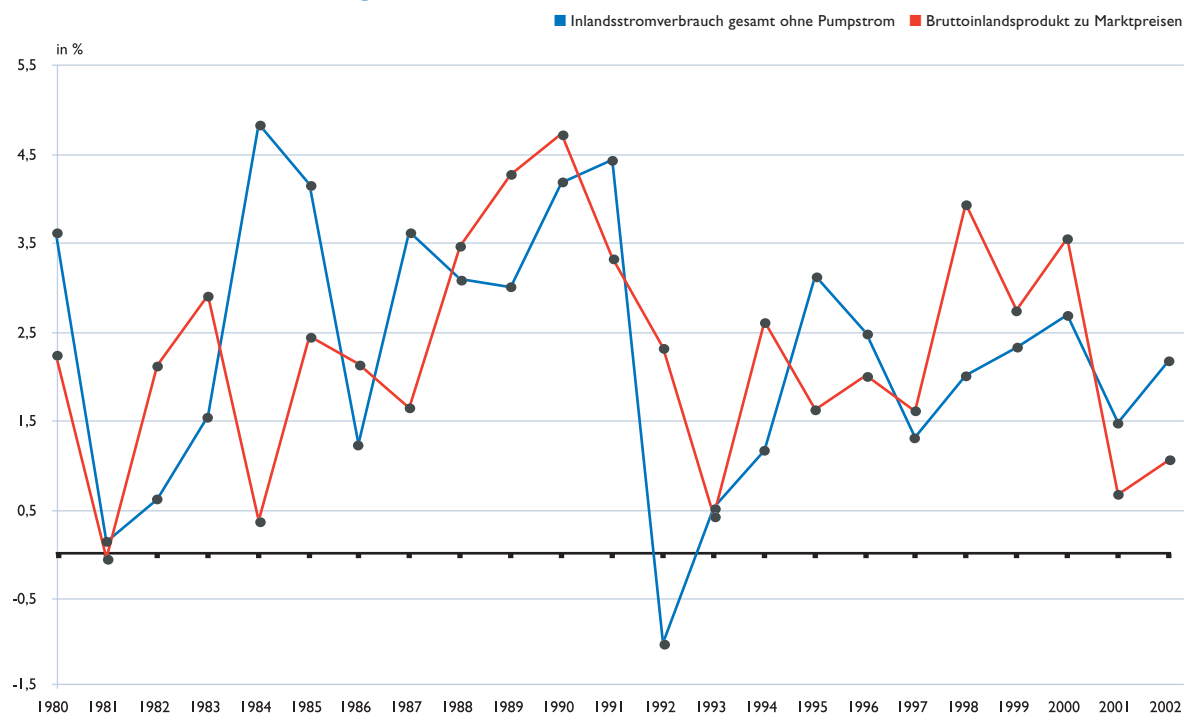
Beim Stromverbrauch mehrten sich die Anzeichen für eine Entkoppelung von der wirtschaftlichen Entwicklung. Energie sparende Geräte, neue Technologien sowie Investitionen in energieintensive Produktionsstätten bewir-

ken einen effizienteren Energieeinsatz. Gleichzeitig führt der Strukturwandel hin zur Dienstleistungsgesellschaft zum Sinken des spezifischen Strombedarfs.

Während das Bruttoinlandsprodukt in Österreich zwischen 1990 und 2000 im Mittel um 2,6 % pro Jahr wuchs, gab es beim Stromverbrauch nur noch ein Plus von jährlich 2,1 %. Hingegen ist zwischen 1975 und 1985 der Stromverbrauch mit durchschnittlich fast 3 % jährlich deutlich stärker gestiegen als das Wirtschaftswachstum (2,2 %). Die Trendwende begann Anfang der 90er Jahre. Die Stromintensität – errechnet aus dem Stromverbrauch pro € 1.000 Bruttoinlandsprodukt (BIP) – lag 2000 mit 296 Kilowattstunden (kWh) gut fünf Prozent niedriger als 1990 (312 kWh).

→ Wirtschaftsentwicklung und Inlandsstromverbrauch Österreichs

Abbildung 5



Quelle: Statistik Austria, WIFO, E-Control

Trotz wachsendem Energiebewusstsein und Entkoppelung vom Wirtschaftswachstum gibt es Bereiche, die weiterhin einen steigenden Stromverbrauch verursachen. Zu einem höheren Stromverbrauch führen die stärkere Verbreitung von Informations- und Kommunikationstechnik sowie der Einsatz von Strom für Umwelt- und Steuerungstechnik. Der Trend zu Kleinfamilie und Single-Haushalten lässt die Zahl der Stromkunden steigen. Außerdem führt die moderne Bauweise zu einem vermehrten Einsatz von Klimageräten.

Marktstruktur





Charakteristisch für die Marktstruktur vor der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte waren Gebietsmonopole, hoher öffentlicher Anteil an den Unternehmen, geprägt durch föderalistische Organisationsstrukturen, kein Marktmechanismus zur Preisbestimmung sowie keine Wechselmöglichkeit des Lieferanten für den Kunden. Bestimmte Marktmerkmale werden sich mittelfristig nicht ändern, so zum Beispiel die staatliche Mehrheitsbeteiligung in den meisten Energieunternehmen. Die Liberalisierung erzeugt jedoch einen deutlichen Veränderungsdruck in den Märkten.

Im folgenden Kapitel werden die relevanten Märkte abgegrenzt, die auch als Grundlage zur Beurteilung der Marktkonzentration dienen. Anschließend werden die Strukturen der anbietenden Unternehmen, die Beteiligung der öffentlichen Hand, Eintrittsbarrieren in die Märkte, neu entstandene Marktplätze sowie der Integrationsgrad der Märkte näher behandelt. Die Beschreibung der Marktstruktur des Strom- und Gasmarktes zeigt deutlich, dass sich mit der Liberalisierung langjährige Strukturmerkmale auflösen und sich entsprechend den neuen Rahmenbedingungen nachhaltig verändern.

→ Beschreibung der relevanten Märkte

Die Definition der (sachlich und räumlich) relevanten Märkte⁹ dient der genauen Abgrenzung des Bereiches, in dem die Unternehmen miteinander in Wettbewerb stehen, und in weiterer Folge dazu, die Wettbewerbssituation und -entwicklung in den jeweils relevanten Märkten zu beurteilen sowie die Kunden- und Anbieterstruktur darzustellen.

Sachlich relevanter Markt

Ausgangspunkt bei der Beurteilung des sachlich relevanten Marktes ist die Frage, inwieweit Nachfrager auf leicht verfügbare Substitute umsteigen (vergleichbare Konditionen, Homogenität des Produktes) und neue Anbieter in den Markt drängen können, wenn ein hypothetischer Monopolist den Preis dauerhaft um 5 – 10 % erhöht (SSNIP-Test). Hinsichtlich des letzteren Kriteriums ist jedoch zu berücksichtigen, ob bereits längere Zeit eine marktbeherrschende Situation vorliegt, da dann der aktuelle Preis nicht der richtige Ausgangspreis für die Beurteilung ist.

Die Marktabgrenzung dient in der Folge zur Beurteilung und Darstellung der bisherigen Marktentwicklungen in den einzelnen sachlich relevanten Märkten sowie zur Darstellung der Anbieter- und Kundenstrukturen. Nicht berücksichtigt wird bei der Festlegung des relevanten Marktes der potenzielle Wettbewerb. Der Ansatz der bestreitbaren Märkte (Contestable Markets) wird erst bei der Analyse der Marktmacht berücksichtigt.

Die Betrachtung der Wertschöpfungskette der Strom- und Gassektoren zeigt deutlich, dass unterschiedliche Märkte und eine Nicht-Substituierbarkeit der einzelnen Produkte vorliegen. Eine Beurteilung der Marktabgrenzung zeigt Tabelle 3 für den Strommarkt und Tabelle 4 für den Gasmarkt.

⁹ An dieser Stelle wird darauf hingewiesen, dass der Begriff des relevanten Marktes von Marktbegriffen, die in anderen Zusammenhängen verwendet werden, zu unterscheiden ist.

Die EU-Kommission differenzierte in ihren bisherigen Entscheidungen den Strommarkt betreffend hinsichtlich der Endkunden zwischen dem Markt der nicht-gemessenen (Haushalts- und kleine Gewerbekunden) und gemessenen Kunden (größere Gewerbe- und Industriekunden). Darüber hinaus definiert die EU-Kommission für Österreich noch die sachlich relevanten Märkte der kleinen und der großen Weiterverteiler. Ob der sachlich relevante Markt der großen Weiterverteiler vom Großhandelsmarkt abgegrenzt werden muss, lässt die EU-Kommission offen.

Eine weiterführende Unterteilung der Endabnehmermärkte erscheint durchaus möglich (dunkel unterlegter Teil der Tabelle 3), hat

jedoch auf die räumlich relevante Marktabgrenzung und die derzeitigen Marktverhältnisse keinen weiteren Einfluss. Diese weiterführende sachlich relevante Marktabgrenzung für Strom- und Gasabnehmer ist anhand nachfolgender fünf Kriterien möglich:

- Versorgungsform,
- Liefermenge/Anschlussleistung,
- Sonstige Dienstleistungen,
- Vertragsgestaltung,
- Vertragliche Lieferdauer.

Bei der Feststellung der einzelnen sachlich relevanten Märkte spielen die einzelnen Kriterien eine unterschiedlich starke Rolle.

→ Überblick über sachlich und räumlich relevante Märkte im Strombereich in Österreich

Tabelle 3

sachlich relevanter Markt		Produkt/Definition	räumlich relevanter Markt
Erzeugung		Elektrische Energie erzeugt in Kraftwerken	nationale Grenze
Übertragung		Transport von Strom auf der Hoch- und Höchstspannungsebene	nicht definiert (Monopolbereich)
Verteilung		Transport von Strom auf der Mittel und Niederspannungsebene	nicht definiert (Monopolbereich)
Großhandel		Verkauf/Kauf von Strom auf eigenes Risiko und eigene Rechnung	weiter als nationale Grenze
Ausgleichsenergiemarkt		kurzfristiges zur Verfügungstellen von Leistung durch schnell regelbare Kraftwerke mit einer Mindestleistung von 10 MW	Regelzone
Stromabnehmer	Kleinkunden	Anschlussleistung < 50 kW oder Jahresverbrauch < 100.000 kWh	nationale Grenze, wenn nicht Regelzone
	Großkunden	Anschlussleistung > 50 kW und Jahresverbrauch > 100.000 kWh	nationale Grenze
Weiterverteiler	kleine Weiterverteiler	Jahresverbrauch < 4 GWh, Vollversorgung, längerfristige Lieferverträge	maximal nationale Grenze
	große Weiterverteiler/Landesversorger	Jahresverbrauch > 4 GWh, Bedarfsdeckung größtenteils über Stromhandel, (offen, ob von Stromhandel getrennt zu betrachten)	evtl. weiter als Österreich (offen)
Stromabnehmer	Kleinkunden	Anschlussleistung < 50 kW oder Jahresverbrauch < 100.000	nationale Grenze, wenn nicht Regelzone
	Großkunden	Anschlussleistung > 50 kW und Jahresverbrauch > 100.000 < rund 4 GWh	nationale Grenze, wenn nicht Regelzone
	Größtkunden	Anschlussleistung > 50 kW und Jahresverbrauch > rund 4 GWh Jahresverbrauch > 100 GWh < 10 Bezugspunkte	nationale Grenze weiter als nationale Grenze

Quelle: EU-Kommission, E-Control

→ Überblick über sachlich und räumlich relevante Märkte im Gasbereich in Österreich

Tabelle 4

sachlich relevanter Markt		Produkt/Definition	räumlich relevanter Markt
Erzeugung		Förderung von Erdgas	Regelzone
Import/Handel		Import und Handel von Erdgas auf eigenes Risiko und eigene Rechnung	weiter als nationale Grenze
Transit		Transport von Erdgas auf Transitleitungen	nicht definiert (Monopolbereich)
Übertragung		Transport von Erdgas auf überregionalen Leitungen (Ebene 1)	nicht definiert (Monopolbereich)
Verteilung		Transport von Erdgas auf regionaler Ebene (Ebene 2 und 3)	nicht definiert (Monopolbereich)
Speicherung		Ein- und Auspeisung von Erdgas in Speicher	Regelzone
Ausgleichsenergiemarkt		kurzfristiges zur Verfügungstellen von Erdgas	Regelzone
Erdgasabnehmer	Kleinkunden	Jahresverbrauch < 100.000 m ³	Regelzone, wenn nicht Versorgungsgebiet
	Großkunden	Jahresverbrauch > 100.000 m ³ und < 500.000 m ³	Regelzone
	Größtkunden	Jahresverbrauch > 500.000 m ³	Regelzone

Quelle: E-Control

Räumlich relevante Marktabgrenzung

Die räumliche Abgrenzung erfolgt aufgrund der hinreichenden Homogenität der Wettbewerbsbedingungen innerhalb des räumlichen Referenzmarktes sowie auf Basis einer spürbaren Unterscheidung von den benachbarten Gebieten.

Aufgrund der bisherigen Entscheidungspraxis der Europäischen Kommission ist der räumlich relevante Markt bisher – außer im Großhandelsbereich – nicht weiter als national abgegrenzt worden. Dies wurde u.a. auf den unterschiedlichen Fortschritt der einzelnen europäischen Länder betreffend die vollständige Öffnung des Marktes für elektrische Energie und Erdgas sowie die unterschiedlichen rechtlichen Rahmenbedingungen begründet. Eine engere als die nationale Marktabgrenzung (z.B. Regelzone, Netzbereich) ist aufgrund der Marktgegebenheiten in einigen Referenzmärkten möglich.

→ Anbieterstruktur

Grundlage für die historisch gewachsene Marktstruktur im Strombereich ist das 2. Verstaatlichungsgesetz, wonach derzeit zumindest 51 % der Stromunternehmen im öffentlichen Eigentum stehen müssen. Diese gesetzliche Regelung wurde in das Bundesverfassungsgesetz, mit dem die Eigentumsverhältnisse an den Unternehmen der österreichischen Elektrizitätswirtschaft geregelt werden, übertragen, das das 2. Verstaatlichungsgesetz von 1947¹⁰ ersetzt hat. Eine Änderung dieses Gesetzes bedarf einer Zweidrittelmehrheit im Parlament, wovon kurz- bis mittelfristig nicht ausgegangen werden kann. Im Gasbereich besteht zwar keine derartige Regelung, jedoch haben ebenfalls die Stadtwerke und Landesversorger die Belieferung von Endkunden mit Erdgas und den Bau und Betrieb der Netze übernommen. Somit stehen auch die

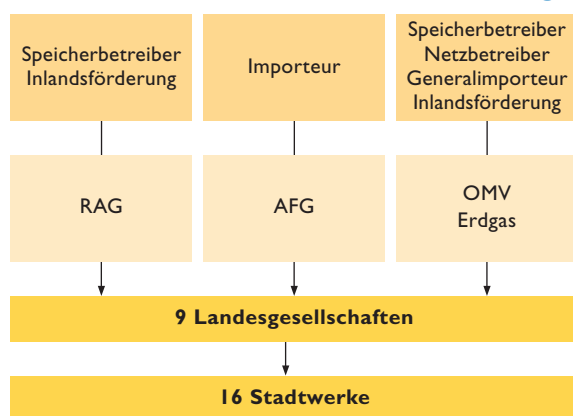
¹⁰ 2. Verstaatlichungsgesetz (BGBl. Nr. 81/ 1947) in der Fassung BGBl. Nr. 762/1992

Erdgasunternehmen (Ausnahme OMV Erdgas – 35 % ÖIAG) mehrheitlich im öffentlichen Eigentum. Hinzu kam, dass die Unternehmen abgegrenzte und geschützte Bereiche hatten, die sie bedienten (Gebietsmonopole). Die Strukturen und die Eigentumsverhältnisse der Strom- und Gaswirtschaft spiegeln somit die föderalistische Organisation der Republik wider.

Sowohl der Strom- als auch der Gasmarkt waren vor der Liberalisierung durch Gebietsmonopole gekennzeichnet. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Aufteilung der einzelnen Bereiche für den Gasmarkt vor der Öffnung der Märkte. Die OMV Erdgas war vorwiegend für den Upstream-Markt zuständig, während die Landesgesellschaften und Stadtwerke im Downstream-Markt tätig waren.

→ Struktur der österr. Gaswirtschaft vor der Liberalisierung

Abbildung 6



Eine ähnliche Unternehmensstruktur findet sich auch in der Stromwirtschaft wieder. Vor der Liberalisierung hatte der Verbund vorrangig die Erzeugungs- und Importaktivitäten wahrgenommen, und die Landesgesellschaften und Stadtwerke versorgten vorwiegend die Kunden.

Neben diesen größeren Unternehmen finden sich besonders in der Steiermark, in Oberösterreich und Tirol eine Vielzahl von kleineren Elektrizitätsunternehmen. Trotz einiger Zusammenschlüsse existieren derzeit rund 135 Netzbetreiber in Österreich.

Charakteristisch für die größeren Elektrizitätsunternehmen sind nicht nur die gesetzlich festgeschriebenen Mehrheitsbeteiligungen der öffentlichen Hand, sondern auch ihre in den letzten Jahren entstandenen, wechselseitigen Kreuzbeteiligungen (siehe auch Abbildung 15).

Vor der Liberalisierung wurde die Höhe der Strom- und teilweise Gashöchstpreise durch den Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit festgesetzt, der den Unternehmen zumindest die Deckung der Vollkosten erlaubte. Dieses regulatorische Umfeld enthielt kaum Anreize für die Unternehmen, ihre Effizienzpotenziale zu lokalisieren und auszuschöpfen. Hinzu kam die geographische Segregation der Strom- und Gasmärkte ohne direkten Wettbewerb und Unternehmen, die auf allen Produktionsstufen tätig waren (vertikale Integration). Es war lange Zeit technisch nicht möglich, einzelne Produktionsstufen in diesen beiden Sektoren in den Wettbewerb zu führen. Weiters wurde argumentiert, dass dies volkswirtschaftlich nicht sinnvoll sei (der gesamte Sektor stellt ein natürliches Monopol dar – eine Differenzierung der einzelnen Wertschöpfungsstufen wurde nicht durchgeführt) und zu Ineffizienzen führe bzw. die Versorgungssicherheit gefährdet sei. Bis zur Deregulierung des Strom- und Gassektors wurden diese Sektoren aus wirtschaftspolitischer Sicht weitgehend monolithisch betrachtet. Monopolresistent sind jedoch nur Teilbereiche bzw. einzelne Produktionsstufen – im Regelfall die netzgebundene Infrastruktur –, während die angebotenen Produkte selbst wettbewerblich organi-

siert werden können. Mit der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte wurde eine Disaggregation und Differenzierung nach ökonomischen Strukturbedingungen eingeleitet.

Die bisherigen Erfahrungen zeigen, dass eine Liberalisierung von Teilbereichen, die keine natürlichen Monopole darstellen, sehr wohl zu einer Mehr- bzw. Vielzahl von Anbietern und somit zu Wettbewerb führt. Lediglich die Bereiche Übertragung und Verteilung stellen im Strom- und Gassektor natürliche Monopole dar, die weiterhin staatlich reguliert werden müssen. Die Liberalisierung des Strom- und Gasmarktes und die damit einhergehende Einführung von

Wettbewerb zielen auf volkswirtschaftliche Effizienzgewinne durch Produktivitätssteigerungen, eine Preisbildung am Markt durch Angebot und Nachfrage und somit eine verbesserte Ressourcenallokation ab.

Tabelle 5 zeigt die Veränderung durch die Öffnung der Strom- und Gasmärkte. Die Liberalisierung führte nicht nur zur Entstehung neuer Marktplätze (Börse, Ausgleichsenergiemarkt), sondern zwang Unternehmen zu einer Neustrukturierung und Neupositionierung am Markt. Aus den früheren staatlichen Monopolstrukturen hat sich eine differenzierte Marktstruktur herausgebildet.

→ Vergleich Strom- und Gasmarkt vor und nach der Liberalisierung

Tabelle 5

	Tätigkeitsbereiche vor der Liberalisierung	Tätigkeitsbereiche nach der Liberalisierung
STROM	Verbund ¹¹ <ul style="list-style-type: none"> → Erzeugung → Übertragung → Belieferung der LVU 	<ul style="list-style-type: none"> → Erzeugung → Übertragung → (Beliierung der LVU) → Regelzonenführer → Händler → Belieferung von Endkunden
	LVU und Stadtwerke <ul style="list-style-type: none"> → tw. Erzeugung → tw. Übertragung → Verteilung → Belieferung von Endkunden 	<ul style="list-style-type: none"> → tw. Erzeugung → tw. Übertragung → Verteilung → Belieferung von Endkunden → Händler <p>Großhandelsmarkt (100 – 150 TWh)</p> <ul style="list-style-type: none"> → OTC → Börse (EXAA – Graz, EEX – Leipzig) <p>Ausgleichsenergiemarkt</p>

¹¹ Tätigkeitsbereich des Verbundes vor dem Zusammenschluss zur Energie Austria

	Tätigkeitsbereiche vor der Liberalisierung	Tätigkeitsbereiche nach der Liberalisierung
GAS	OMV → Import Erdgas → Produzent → Übertragung → Speicherbetreiber → (Belieferung der LVU)	→ Import → Erzeugung → Übertragung → Speicherbetreiber → (Belieferung der LVU) → Regelzonenführer → Belieferung von Endkunden (über Econgas)
	Austria Ferngas → Importeur	
	RAG → Produzent → Verteilung → Lieferant → Speicherbetreiber	→ Produzent → Verteilung → Lieferant → Speicherbetreiber
	LVU und Stadtwerke → Verteilung → Belieferung von Endkunden	→ Verteilung → Belieferung von Endkunden
		→ Ausgleichsenergiemarkt → Entstehen von Großhandelsmärkten in Europa (evtl. auch in Österreich – Hub Baumgarten)

	Tätigkeitsbereiche vor der Liberalisierung	Tätigkeitsbereiche nach der Liberalisierung
STROM und GAS		→ jeweils ein ausländischer Anbieter aktiv (EnBW bzw. Ruhrgas) → tw. ausländische Beteiligungen (EnBW, RWE, EdF) → Zusammenschlüsse auf regionaler und überregionaler Ebene nach wie vor politischer Einfluss: → betriebswirtschaftliche → wirtschaftspolitische → sozialpolitische <div style="display: inline-block; vertical-align: middle; margin-left: 10px;"> } Zielsetzungen </div>

Die Veränderungen der Unternehmens- und Marktstrukturen durch die Liberalisierung sind sowohl politik- als auch marktgetrieben. Die Staatsmonopole in der Strom- und Gasversorgung wurden durch Struktureingriffe des Staates (z.B. Privatisierung, Unternehmensaufspaltung) teilweise verändert. Zusätzlich zwingen die Marktveränderungen die Unternehmen, ihre (internationale) Leistungsfähigkeit u.a. durch Akquisitionen in einem Markt mit nur schwachem Wachstum zu steigern.

Tabellen 7 und 8 geben einen Überblick über die Tätigkeitsbereiche der größten Unternehmen im Strom- und Gasmarkt in Österreich. Wie die beiden Abbildungen zeigen, sind bei nahezu allen Unternehmen auf allen Marktstufen durchgehend tätig, das heißt vollständig integriert. Angegeben ist auch, über welche Tochter-, Schwester- oder Mutterunternehmen

die Marktteilnehmer am Strom- und Gasmarkt tätig sind.

Im Strommarkt ist die vollständige Integration der Unternehmen stärker gegeben, weil die Unternehmen im Strommarkt meist über eigene Erzeugungskapazitäten verfügen. Diese decken jedoch nicht ihren gesamten Bedarf an elektrischer Energie, sodass die Unternehmen deshalb am Großhandelsmarkt (über OTC oder Börse) zusätzliche Mengen einkaufen müssen.

Im Erdgasmarkt deckt die Erzeugung von RAG und OMV Erdgas nur rund 20 % des österreichischen Bedarfs. Die restlichen rund 80 % werden überwiegend von der OMV Erdgas importiert, die langfristig mittels Take-or-Pay-(TOP)-Verpflichtungen (siehe Kasten 4: Take-or-Pay-(TOP)-Verträge) an die ausländischen Erdgaslieferanten gebunden sind.

→ Veränderungen durch die Liberalisierung

Tabelle 6

Folgen der Liberalisierung	Strom	Gas
Preis-, Margen-, Kostendruck	✓	✓
Kostensenkungsmaßnahmen (u.a. Abbau von Mitarbeitern)	✓	✓
Abbau von Überkapazitäten (unrentable Kraftwerke)	✓	-
Transparente Unternehmensstrukturen (Unbundling)	z.T.	z.T.
neue österreichische Anbieter	wenige	wenige
neue ausländische Anbieter (Endkundenmarkt)	I	I
Unternehmensfusionen und -kooperationen	✓	✓
Gründung von Handelsplätzen	✓	in Planung
Erhöhung der Preistransparenz	✓	✓
Rückgang des Energiepreises ¹²	✓	✓
Rückgang der Netzpreise	✓	✓

Quelle: E-Control

¹² Die Entwicklung der Energiepreise ist u.a. abhängig von der Entwicklung der Großhandelsmärkte bzw. im Gasbereich von den Ölpreisen (Ölpreiskoppelung).

→ Marktstufen Strom

Tabelle 7

	Erzeugung	Großhandel	Netz	Großkunden	Tarifikunden	Kleine Weiterverteiler	AE-Markt	RZ-Führer	Verrechnungsstelle
Verbund		APT Neu		Energie Austria		Energie Austria			Beteiligung
Wienstrom		APT Neu		Energie Austria	EnergieAllianz	Energie Austria			
EVN		APT Neu		Energie Austria	EnergieAllianz	Energie Austria			
Energie AG		APT Neu		Energie Austria	EnergieAllianz	Energie Austria			Beteiligung
Bewag		APT Neu		Energie Austria	EnergieAllianz	Energie Austria			
Steweag-Steg									Beteiligung
Linz AG		APT Neu		Energie Austria	EnergieAllianz	Energie Austria			
Salzburg AG									Beteiligung
Tiwag									Beteiligung
VKW									Beteiligung
Kelag									Beteiligung
EnBW									

Quelle: E-Control

→ Marktstufen Gas

Tabelle 8

	Produktion	Import	Netz	Großkunden	Tarifikunden	Speicher	AE-Markt	RZ-Führer	Verrechnungsstelle	Gashub
OMV	OMV	OMV	OMV	Eongas		OMV	Eongas	AGGM	Beteiligung	Gashub
Erdgas	E+P	Erdgas	Erdgas			Speicher				Baumgarten GmbH
RAG	RAG									
EVN	RAG			Eongas	EnergieAllianz	RAG	Eongas			
OÖFG				Eongas			Eongas		Beteiligung	
STGW									Beteiligung	
Wiengas				Eongas	EnergieAllianz		Eongas		Beteiligung	
Kelag									Beteiligung	
Linz AG				Eongas	EnergieAllianz		Eongas		Beteiligung	
Begas				Eongas	EnergieAllianz		Eongas		Beteiligung	
Salzburg AG		EIS GmbH			MyElectric				Beteiligung	
Ruhrgas	E.On an	Ruhrgas				E.On an				
Austria AG	RAG	Deutschland				RAG				
Tiwag								Tirag	Beteiligung	
VEG								VKW	Beteiligung	

Quelle: E-Control

Um neuen Unternehmen faire Wettbewerbsbedingungen und niedrige Markteintrittsbarrieren zu gewährleisten, ist ein diskriminierungsfreier Zugang zu den Infrastruktureinrichtungen zu schaffen. In Österreich wurde diese Grundbedingung mittels der Marktregeln geschaffen, die die Summe aller Vorschriften, Regelungen und Bestimmungen auf gesetzlicher oder vertraglicher Basis darstellen, die von den Marktteilnehmern im Elektrizitätsmarkt einzuhalten sind. Die Netznutzungsentgelte werden behördlich durch die E-Control Kommission festgelegt.

Dieser umfassende Regelungsrahmen alleine kann die vorhandenen Wettbewerbsverzerrungen der vertikal integrierten Unternehmen aber nicht beseitigen. Die bisherige Binnenmarkt-richtlinie schrieb zwar verpflichtend die buchhalterische Trennung der Netzaktivitäten von den anderen Aktivitäten vor, doch führte die EU-Kommission in ihren bisherigen Benchmark Reports an, dass mangelndes Unbundling nach wie vor hindernd für den Wettbewerb sei. Die im Juni 2003 beschlossene „Beschleunigungsrichtlinie“ fordert deshalb ein gesellschaftsrechtliches Unbundling bis 2004 mit der Möglichkeit, diesen Termin innerstaatlich bis 2007 zu verschieben.

„In order to ensure efficient and non-discriminatory network access it is appropriate that the distribution and transmission systems are operated through legally separate entities where vertically integrated undertakings exist.”¹³

Während im Gasbereich diesen Anforderungen bereits entsprochen wurde, ist derzeit im Strombereich nur das buchhalterische und teilweise organisatorische Unbundling gesetzlich vorgeschrieben. Daher sind im Strombereich weitere strukturelle Veränderungen der Unternehmensstrukturen in Österreich zu erwarten.

→ Exkurs: Regulierung, Liberalisierung und Privatisierung

Regulierung, Liberalisierung, Privatisierung und Deregulierung sind Begriffe, die sich derzeit praktisch in jedem wirtschaftspolitischen Reformprogramm finden. Die einzelnen Reformmaßnahmen stehen zwar in Wechselbeziehung zueinander und können ihre Wirkungsweise gegenseitig deutlich beeinflussen, dennoch decken die einzelnen Begriffe unterschiedliche Teile eines ökonomischen Gesamtkonzeptes ab.

Regulierung umfasst im Grunde verschiedenste, institutionalisierte Formen hoheitlicher Eingriffe, die insgesamt – zumindest implizit – Spielregeln für das Verhalten von Marktteilnehmern vorgeben. Regulierungsmaßnahmen sind zielgerichtet und setzen ein öffentliches Interesse voraus, das die hoheitlichen Eingriffe legitimiert. Die Aufhebung dieser Regeln wird im Allgemeinen als *Deregulierung*, ihre Veränderung als *Re-Regulierung* bezeichnet.

Liberalisierung hat das Ziel, die Wirkung aller vorhandenen Marktkräfte zu fördern. Theoretische und empirische Erkenntnisse belegen, dass das beste Regulativ in einem Markt die ungehindert wirkenden Kräfte des Wettbewerbs sind. In dieser Situation suchen Unternehmen sozusagen automatisch die effizienteste Produktionsform, um ihre zur Verfügung stehenden Ressourcen optimal auszunutzen. Die Instrumente der Liberalisierung sind vielfältig, wobei es in den seltensten Fällen genügt, wettbewerbsbehindernde Regeln aufzuheben. In den weit überwiegenden Fällen ist *Regulierung* oder *Re-Regulierung* erforderlich, um die Wirkung der Marktkräfte zu stärken.

Die Liberalisierungswelle der letzten Jahre in den netzgebundenen Märkten (u.a. Strom, Gas, Telekommunikation, Bahn) begründet sich in erster Linie darin, dass von bislang integrierten und monopolistisch organisierten Industrien – insbesondere durch neue Organisationsmög-

¹³ EU-Kommission (2003)

lichkeiten und Technologien – Wettbewerbsbereiche herausgelöst werden können. Eingriffe in diese netzgebundenen Märkte durch Regulierung sind insoweit weiterhin notwendig, als Wettbewerbskräfte behindert werden oder – aufgrund von Marktversagen – Wettbewerb erst gar nicht entstehen kann. So erfordern in der Realität auftretende Praktiken, wie zum Beispiel wettbewerbsverzerrendes Verhalten gegenüber Konkurrenten im Wettbewerbsbereich oder die im weiterhin monopolistischen Netzbereich bestehende Ausnutzung von Marktmacht, regelmäßige Eingriffe von außen. Dies gilt umso mehr, wenn die Eigentümer der Netzgesellschaften auch Eigentum an Erzeugungs-, Vertriebs-, Handels- oder Importgesellschaften haben.

Liberalisierung bedeutet daher nicht, wie oft vermutet wird, die Befreiung von jeglichen Regeln, sondern die Sicherstellung der freien Entfaltung der Marktmechanismen. Regulierung stellt keinen direkten Gegensatz zum Marktmechanismus dar. Im Gegenteil: die konkrete Ausgestaltung des Regulierungsrahmens kann als die Voraussetzung für die Funktionsfähigkeit von Märkten und für die effiziente Nutzung des Wettbewerbs als Anreizmechanismus verstanden werden.

Privatisierung umfasst im weitesten Sinne alle institutionellen Reformen, die das Eigentum und die Kontrolle an einem Unternehmen vom öffentlichen Sektor in den privaten Sektor verschieben. Staatsbesitz an Unternehmen ist ein staatlicher Eingriff in den Marktmechanismus, also *eine Form der Regulierung*. Vor der Liberalisierung der Energiemärkte diente auch in Österreich Kontrolle und Eigentum der öffentlichen Hand an den Unternehmen in weiten Bereichen als Regulierung.

Grundsätzlich stellt sich jedoch die Frage, weshalb die Ausgestaltung der Eigentümerschaft an einem Unternehmen von Bedeutung ist. Eigentümer und Unternehmensführung sind in der Regel weder in privaten noch in staatlichen

Unternehmen ident. In privaten Unternehmen ist die Zielsetzung des Eigentümers und seine Anforderung an das Management, nämlich die Gewinne zu maximieren, eindeutig definiert. Da der Eigentümer die Zielsetzung des Managements nicht kennt, stellt sich ihm das Problem, die Anreizstruktur u.a. in Form von Entlohnung oder Zusatzleistungen derart für das Management zu gestalten, dass dieses auch tatsächlich in seinem Interesse agiert. Ein Gewinn maximierendes Unternehmen im freien Wettbewerb agiert auch aus volkswirtschaftlicher Sicht optimal.

Im Fall eines staatlichen Unternehmens besteht ein deutlich komplizierteres Beziehungsgeflecht. Eigentlicher Eigentümer staatlicher Unternehmen ist das gesamte Volk, das die jeweilige Regierung beauftragt, in ihrem Interesse zu handeln. Das Management des öffentlichen Unternehmens agiert als Beauftragter der Regierung. Dieses mehrschichtige Beziehungsgeflecht macht es unmöglich, ein Anreizsystem zu schaffen, das der Zielsetzung des tatsächlichen Eigentümers (Volk) entspricht. Zudem ist die Zielsetzung des Eigentümers (dem Volk) naturgemäß nicht einheitlich und unterscheidet sich nicht nur von jener des Managements, sondern auch von jener der Eigentümervertreter (Regierung). Für die Bevölkerung mag die Arbeitsplatzsicherung im Vordergrund stehen, für die Regierung ihre Wiederwahl und für das Management eine hohe Entlohnung. Gewinne zu maximieren ist praktisch nie die alleinige Zielvorgabe für öffentliche Unternehmen. Entscheidungen von staatlich kontrollierten Unternehmen werden daher nicht nur aufgrund betriebswirtschaftlicher, sondern auch wirtschafts-, sozial- und umweltpolitischer sowie teilweise rein politischer Aspekte getroffen.

Auch wenn staatliche Unternehmen sich dem Wettbewerb stellen müssen, so schließt öffentliches Eigentum zwei wichtige Disziplinierungsmechanismen aus, die im privaten Sektor automatisch wirken: Erstens fehlt die implizite Über-

wachung des Managements durch Investoren, die permanent versuchen, mittels Übernahme von Unternehmen und Ersatz des Managements höhere Gewinne zu erzielen; zweitens fällt das Management Entscheidungen ohne eine wirkliche Budgetrestriktion, da ein Staatsunternehmen praktisch nicht Bankrott gehen kann.

Privates Unternehmenseigentum verschiebt und reduziert das Eigentümerziel auf Gewinnmaximierung und bietet zusätzliche Mechanismen, die ein Anreizsystem ermöglichen, das das Management auch tatsächlich im Interesse des Eigentümers handeln lässt. Privatisierung alleine verbessert jedoch nur bedingt die Situation und ist auch nicht mit Liberalisierung gleichzusetzen. Insbesondere die Privatisierung eines vertikal integrierten Unternehmens erscheint, wie Erfahrungen in England zeigen, nicht sinnvoll, da Quersubventionen zwischen geschütztem (Netz) und Wettbewerbsbereich (Vertrieb) auch in privatisierten Unternehmen möglich sind. Als wichtige staatliche Aufgabe bleibt, den richtigen Regulierungsrahmen zur Sicherung des Wettbewerbs zu schaffen. Nur dann führt Privatisierung zu einem volkswirtschaftlich optimalen Ergebnis.

Eine gelungene *Liberalisierung ist wichtig bei Privatisierung*. Aber auch umgekehrt können sich langfristig in liberalisierten Strom- und Gasmärkten wahrscheinlich nur Unternehmen mit rein betriebswirtschaftlichen Zielsetzungen erfolgreich im Wettbewerb behaupten, was in staatlichen Unternehmen in der Regel nicht der Fall ist. Für Unternehmen im öffentlichen Eigentum gelten die oft widersprüchlichen Zielvorgaben als Nachteile, um sich im Wettbewerb zu behaupten. Daher versuchen die Unternehmensführungen von staatlichen Unternehmen, die über ihre Eigentümervertreter oft beachtlichen politischen Einfluss ausüben, ihre regulatorischen Rahmenbedingungen zu ihrem eigenen Vorteil mitzugestalten. Gelingt dies, so enthält der regulatorische Rahmen zumeist schützende Elemente für die staatlichen Unternehmen, die

den Wettbewerb behindern und somit dem Ziel der Liberalisierung entgegenstehen.

Neue Märkte durch die Liberalisierung

Großhandelsmarkt

Durch die Aufspaltung der Wertschöpfungskette kam es zum Entstehen neuer Märkte (u.a. Börsen). Vor der Liberalisierung wurden Geschäfte ausschließlich direkt zwischen Verkäufer und Käufer abgewickelt. Durch die Öffnung der Märkte beteiligen sich einerseits neue Akteure (internationale Handels- und Finanzunternehmen) am Großhandelsmarkt, andererseits wurden die Geschäfte zum Teil anonymisiert (Börsengeschäfte). Dies hat auch zu einer höheren Transparenz in Bezug auf die Entstehung von und die Einflussfaktoren auf die Marktpreise geführt.

→ Kosten der Stromgewinnung Kasten 2

Die Erzeugungskosten elektrischer Energie hängen hauptsächlich von der Art der Erzeugung und vom Alter der Erzeugungsanlage ab. Bei der Darstellung der Kosten ist es zielführend, zwischen fixen und variablen Kosten der Erzeugung zu unterscheiden. Während Erstere im Wesentlichen die Kosten der Errichtung und Finanzierung der Anlage (Abschreibung + Zinsen) umfassen, decken Letztere die laufenden Instandhaltungs-, Brennstoff- und Betriebskosten ab. Das Alter des Kraftwerks beeinflusst insofern die variablen Kosten, als jüngere kalorische Anlagen bei der Energieumwandlung tendenziell effizienter sind, das heißt, aus einer gegebenen Einheit der Primärenergieträger mehr Strom erzeugen können. Das Alter der Kraftwerke ist auch bei den fixen Kosten ein maßgeblicher Faktor. Wasserkraftwerke werden vielerorts weit über ihre handelsrechtliche Abschreibungsdauer betrieben. Dies kann die Stromgewinnung aus Wasserkraft zu einem äußerst rentablen Geschäft machen.

Häufig besteht eine Wechselwirkung zwischen fixen und variablen Kosten. Während Wasser- und Kernkraftwerke teuer in der Errichtung sind, werden sie zu geringen Kosten betrieben. Umgekehrt gilt für öl-

und gasbefeuerte Erzeugungsanlagen, dass sie im Vergleich relativ kostengünstig errichtet werden können, aber durch die hohen Kosten der Primärenergie-träger kostenintensiver betrieben werden. Viele Ökoanlagen, wie z.B. Wind- und Photovoltaikanlagen, können unter den gegenwärtigen Marktgegebenheiten überhaupt nicht kostendeckend betrieben werden. Obwohl die zu ihrem Betrieb erforderlichen Energieträger faktisch kostenlos zur Verfügung stehen, sind die zur Energieumwandlung notwendigen Technologien noch sehr teuer.

Ist ein Kraftwerk einmal errichtet, hängt sein Betrieb kurzfristig davon ab, ob der am Markt erzielbare Preis zumindest die Brennstoffkosten (variable Kosten) deckt. Ist dies nicht der Fall, dann wird in der Anlage solange kein Strom erzeugt, bis die Marktpreise das entsprechende Niveau erreicht haben. In diesem Zusammenhang spricht man oft über variable Kosten. Abbildung 7 gibt einen Überblick über die Kosten für unterschiedliche Kraftwerkstypen sowie die an unterschiedlichen Strommärkten erzielbaren Preise.

→ Erzeugungskosten unterschiedlicher Kraftwerkstypen

Abbildung 7



Quelle: CERA, E-Control

Zu unterscheiden ist zwischen Spot- und Forward-Märkten. Auf Spotmärkten (Day-ahead-Märkte) werden Geschäfte abgeschlossen, die am nächsten Tag erfüllt werden. Die Lieferung erfolgt zeitversetzt, da sie beim jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber rechtzeitig für den Transport angemeldet werden muss. Auf Forwardmärkten wird Strom für zukünftige Lieferungen gehandelt. Vereinbart wird der Preis am Handelstag, geliefert werden die Strommengen jedoch erst in einem vorab vereinbarten Zeitfenster.

Der Preis für elektrische Energie ergibt sich durch das Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage am Markt. Die Einflussfaktoren dabei sind u.a.:

- kurzfristige Temperaturschwankungen,
- Wasserstand der Flüsse und Reservoirs,
- kurzfristige Kraftwerksausfälle,
- Windprognose,
- rechtliche Rahmenbedingungen (z.B. Öko-Förderung).

Im Vergleich zur deutschen Strombörse EEX in Leipzig fällt auf, dass an der Grazer Strombörse EXAA mit Ausnahme der ÖBB (erst seit Juni 2003) weder Industriekunden noch die internationale Bankenbranche vertreten sind. Derzeit sind 22 österreichische und internationale Unternehmen an der EXAA tätig.

Die meisten an der Grazer Strombörse tätigen Unternehmen handeln auch an der Leipziger Börse. Dadurch ergibt sich aufgrund ausreichender Übertragungsmöglichkeiten ein enger Zusammenhang bei den Spotpreisentwicklungen der Leipziger und Grazer Börse.

→ Wetterderivate

Kasten 3

Eine Vielzahl von Unternehmen ist mehr oder weniger vom Wetter abhängig. Dazu zählen auch die Strom- und Gasunternehmen, deren Erzeugung (zumindest beim Strom) und Absatz stark von Wetterentwicklungen abhängen. Durch die Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte sehen sich die Energieversorger nun mit einer höheren Preisvolatilität konfrontiert, und die Stabilisierung der Mengenseite gewinnt durch den höheren Preis- und Margendruck an Bedeutung.

Wetterderivate sind Finanzprodukte, deren Basisdaten keine Preise, sondern Wetterdaten (u.a. Niederschlagsmenge, Regentage, Sonnenstunden, Lufttemperatur, Windgeschwindigkeit) in Form von Indizes sind. Im Gegensatz zu anderen Finanzinstrumenten sind diese Basisdaten (so genannte Underlyings) nicht von anderen Güter- und Finanzmärkten abhängig.

Wetterderivate, die seit 1996 am Kapitalmarkt gehandelt werden, ermöglichen nun die Absicherung des Doppelrisikos und eine effiziente Steuerung der wetterbedingten Mengenrisiken. Der Markt für Wetterderivate beschränkte sich vorerst auf Energieversorgungsunternehmen, die durch Temperaturschwankungen bedingte Veränderungen in den Absatzmengen monetär ausgleichen wollten. Ausgangspunkt für den Handel mit Wetterderivaten waren die USA. Mittlerweile veröffentlicht auch die Deutsche Börse AG Wetterindizes als Basis zur Preisfindung von Wetterderivaten. Rund 75 % der Wetterderivate werden in Form von Optionen und rund 25 % als Swaps gehandelt.

Im Gasbereich sind Großhandelsplätze erst im Entstehen. Dies ist u.a. auf die derzeitige Gestaltung der Bezugsverträge (TOP-Verträge) zurückzuführen, die meist mit einer Destination-Clause¹⁴ versehen sind. Ein möglicher Großhandelsplatz könnte am Gas-Hub Baumgarten ent-

stehen, an dem diesen Sommer erstmals eine Versteigerung von Erdgasmengen im Rahmen der Auflagen zum Zusammenschluss zur E-congas stattgefunden hat (siehe E-congas – „Österreichische Gaslösung“).

Die Etablierung eines Spotmarktes führt jedoch auch im Gasmarkt zu einer Preisbildung durch kurzfristige Angebots- und Nachfragedaten. Dadurch ergibt sich eine Loslösung des Gaspreises von möglichen Substitutionsgütern (u.a. Kohle und Öl). Der steigende Wettbewerb durch die Schaffung von Spotmärkten dürfte zur Reduktion von Preisen führen, wobei eine höhere Preisvolatilität zu erwarten ist. Eine Preisbildung von Erdgas durch Angebot und Nachfrage in einem liberalisierten Markt ist eher mit einem Wettbewerbsmarkt kompatibel als die bisherige Koppelung an den Ölpreis.

Ausgleichsenergiemarkt

Ausgleichsenergiemarkt Strom

Da Strom praktisch nicht gespeichert werden kann, muss die erzeugte Energie immer dem momentanen Verbrauch entsprechen. Die Ausgleichsenergie dient zur Herstellung dieses Ausgleichs innerhalb der Regelzone und ist somit ein wesentlicher Faktor für einen funktionierenden Strommarkt.

Funktionsweise des Ausgleichsenergiemarktes

Um diesen Ausgleich herbeiführen zu können, braucht der Regelzonenführer eine entsprechende Kraftwerksleistung, über die er zu jeder Zeit verfügen kann. Diese Kraftwerksleistung bzw. Energie (Minutenreserve) wird über den Bilanzgruppenkoordinator am Ausgleichsenergiemarkt beschafft. Dabei legen interessierte Bilanzgruppen, die über regelbare Kraftwerksleistung verfügen, täglich Angebote. Daraus erstellt der Bilanzgruppenkoordinator eine Merit Order List, die eine Reihung der Ausgleichsenergieangebote entsprechend der angebotenen Preise für Bezug und Lieferung auflistet.

¹⁴ In den TOP-Verträgen ist meist eine Bestimmungslandklausel angeführt, wonach das Erdgas an einen im Vertrag bestimmten Punkt geliefert werden muss. Zusätzlich werden meist so genannte Re-Export-Klauseln angeführt, um den Verkauf des gelieferten Erdgases außerhalb des Bestimmungslandes zu verhindern.

Der Regelzonenführer kann bei Bedarf aus dieser Liste Ausgleichsenergie abrufen. Der Ausgleichsenergiemarkt beschränkt sich gegenwärtig auf die jeweiligen Regelzongrenzen. Regelzonen überschreitende Ausgleichsenergie-lieferungen sind aufgrund der Rahmenbedingungen des europäischen Verbundnetzbetriebes derzeit (noch) nicht möglich.

Die Abrechnung der Ausgleichsenergiekosten gegenüber den Bilanzgruppen erfolgt im Zuge des Clearings auf Basis von viertelstündlich ermittelten Ausgleichsenergiepreisen. Die so ermittelten Kosten werden zwischen dem Bilanzgruppenkoordinator und den Bilanzgruppen monatlich abgerechnet.

Preisbildung der Ausgleichsenergie

Folgende Beschreibung basiert auf der Ausgleichsenergiepreisbildung in der Regelzone Ost. Die Preise in den Regelzonen TIRAG und VKW bilden sich nur zum Teil nach ähnlichen Prinzipien.

Die Kosten der Ausgleichsenergie setzen sich aus folgenden Komponenten zusammen:

- Abgerufene Minutenreserve,
- Kompensation für die Sekundärregelenergie,
- UCTE-Austausch und
- Market Maker.

Der größte Anteil an den Gesamtausgleichsenergiekosten fällt in der Regel für den Market Maker an. Hinter diesem Begriff verbirgt sich eine monatsweise Abgeltung für eine bestimmte Leistungsvorhaltung für den Fall, dass bei den täglichen Ausschreibungen nicht genügend Minutenreserve angeboten wird. Dieser Kostenblock wird wie alle anderen Kostenelemente im Zuge des Clearings auf die Bilanzgruppen aufgeteilt. Dabei wird die Summe der anteiligen Kostenkomponenten für einen Tag aufsummiert und über die Viertelstunden ver-

teilt. Bezugsgröße ist dabei die Abweichung der Regelzone in der gegebenen Viertelstunde. Dadurch erhält man einen Clearingpreis für jede Viertelstunde. Je nach Lage der Regelzone und der jeweiligen Bilanzgruppe wird dieser Preis von den Bilanzgruppen bezahlt oder diesen gutgeschrieben. Der Saldo dieser Zahlungsflüsse soll genau die Gesamtkosten der Ausgleichsenergie in der jeweiligen Periode decken.

Ausgleichsenergiemarkt Gas

Um die Stabilität des Gasnetzes zu gewährleisten, muss das Gasnetz innerhalb bestimmter Druckbereiche gefahren werden. Dies macht zeitweise eine kurzfristige Einspeisung oder Entnahme von Gas aus dem Netz notwendig, was die Ausgleichsenergie im Gasmarkt darstellt. Mit der Einführung des Wettbewerbs muss diese Leistung von den Marktteilnehmern separat gezahlt und deshalb ein Ausgleichsenergiemarkt geschaffen werden.

In der Regelzone Ost erfolgt die Abrechnung der Ausgleichsenergie auf Basis stündlicher Ausgleichsenergiepreise, so genanntes stündliches Balancing.¹⁵ Im internationalen Vergleich ist dies ein eher seltenes Modell für die Gaswirtschaft. Anders als im Strombereich existieren im Gasbereich eine Vielzahl von Balancing-Modellen (monatliches Balancing in Ländern mit langen Transportstrecken, z.B. USA, oder tägliches Balancing z.B. in Großbritannien). Wesentlicher Bestimmungsfaktor für die Wahl der Bilanzierungsperiode (stündlich, täglich, monatlich) sollte aus ökonomischer Sicht das Ausmaß an verfügbarem Linepack (Speicherfähigkeit des Netzes) sein.

Funktionsweise des Ausgleichsenergiemarktes

Als Basis für die Abrechnung der Ausgleichsenergie müssen die Marktteilnehmer stündliche Fahrpläne abgeben. Es wurden keine Toleranzgrenzen eingeführt, sodass jede Abweichung zu Ausgleichsenergiekosten oder -erlösen führt.

¹⁵ In der RZ Vorarlberg und Tirol wird für die Abweichungen vom Fahrplan ein Fixpreis berechnet.

Der Bedarf an Ausgleichsenergie ergibt sich aus den Abweichungen der tatsächlichen Einspeisungen und Entnahmen von den fahrplanmäßig angegebenen Mengen unter Berücksichtigung der Nutzung des Linepacks und wird vom Regelzonenführer anhand dieser Daten abgeschätzt und abgerufen.

Angebote mit einem obligatorischen Fixpreis werden von registrierten Anbietern über die von der AGCS¹⁶ eingerichtete elektronische Angebotsplattform eingegeben¹⁷. Die AGCS erstellt aus eingegangenen Angeboten¹⁸ eine Merit Order List für den Kauf und Verkauf von Ausgleichsenergie pro Stunde und übersendet diese dem Regelzonenführer. Anhand der Merit Order List ruft der Regelzonenführer die Ausgleichsenergie ab.

Preisbildung der Ausgleichsenergie

Der Ausgleichsenergieanbieter erhält bei Abruf nach Merit Order List seinen der AGCS bekannten Angebotspreis für Einspeisung oder Entnahme aus dem Netz.

Die Bilanzgruppen als Nachfrager von Ausgleichsenergie müssen bei Abruf von Ausgleichsenergie durch den Regelzonenführer (Kauf oder Verkauf) den Marktpreis (arithmetisches Mittel pro Stunde) zahlen (bei negativer Abweichung vom Fahrplan) oder erhalten (bei positiver Abweichung vom Fahrplan) den gewichteten stündlichen Preis für Ausgleichsenergie gutgeschrieben (Kauf oder Verkauf). In einer Stunde existiert nur ein Preis (Marktpreis) für alle Bilanzgruppen.

Wird keine Ausgleichsenergie abgerufen, wird der „Marktpreis“ als einfaches Mittel aus dem niedrigsten Einspeise- und dem höchsten Entnahmegebot errechnet. Falls nur Einspeiseangebote abgegeben werden, wird der Preis des niedrigsten Angebots genommen, falls nur Entnahmeangebote abgegeben werden, der Preis des höchsten Angebots.

Anbieterstruktur

Derzeit sind auf dem Ausgleichsenergiemarkt vier Unternehmen aktiv tätig. Eongas (Marktanteil von rund 75 %) hat sich in den Zusagen im Zusammenschluss gegenüber den Kartellbehörden dazu verpflichtet, am Ausgleichsenergiemarkt anzubieten. Daneben sind RAG (Rohölaufsuchungs AG), Steirische Gas Wärme GmbH und Salzburg AG als Ausgleichsenergieanbieter tätig.

Als Nachfrager steht diesen vier Anbietern der Regelzonenführer (AGGM, 100% Tochter der OMV Erdgas GmbH) gegenüber, der seine Nachfrage anhand der verfügbaren Fahrplandaten und dem vorhandenen Linepack schätzt. Die Kosten, die aufgrund der Ausgleichsenergieabrufe anfallen, werden jedoch nicht vom Regelzonenführer, sondern von den einzelnen Bilanzgruppen abhängig von der benötigten Ausgleichsenergiemenge getragen.

→ Interessenvertretungen der Strom- und Gaswirtschaft

Die beiden nachfolgend beschriebenen Interessenvertretungen sind die größten Organisationen der Unternehmen im jeweiligen Sektor. Hinzu kommen noch weitere Interessenvertretungen wie z.B. die Vereinigung Österreichischer Elektrizitätswerke (VÖEW), der Kleinwasserkraftwerksverband oder der Bundesverband für Photovoltaik, die die speziellen Interessengruppen am Markt gegenüber Behörden und Politik vertreten.

Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs

Der Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) ist die größte Interessenvertretung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft. Der Verband berät seine Mitglieder in sämtlichen Geschäftsfeldern (u.a. Erzeugung, Netzbetrieb, Vertrieb) in rechtlichen und wirtschaftlichen Angelegenheiten gegenüber Behör-

¹⁶ Die AGCS (Austria Gas Clearing and Settlement AG) übernimmt die Funktion der Verrechnungsstelle in der Regelzone Ost. Die Aufgaben umfassen u.a. die Ermittlung, Preisbildung und Verrechnung von Ausgleichsenergie.

¹⁷ Die Angebote müssen bis spätestens 16.00 Uhr für den Folgetag mit einer Mindestgröße von 1.000 Nm³/h eingegeben werden.

¹⁸ Bei der AGCS registrierte Bilanzgruppenverantwortliche sind derzeit: KELAG, Eongas GmbH, RAG, Ruhrgas Austria AG, Salzburg AG, Steirische Gas Wärme GmbH.

den und im Rahmen der Gesetzgebung. Weiters sieht sich der VEÖ als Diskussionsplattform für seine Mitglieder und als Ansprechpartner für Organisationen im In- und Ausland. Der VEÖ vertritt seine Mitgliedsunternehmen auch gegenüber der Regulierungsbehörde, wobei er u. a. Vertreter in Arbeitsgruppen entsendet, die an der Weiterentwicklung der Marktregeln, der Technischen und Organisatorischen Regeln für Netze (TOR) sowie der Neugestaltung des Regulierungsmodells für Netzbetriebe mitarbeiten. Das Generalsekretariat des VEÖ besteht aus vier Abteilungen (Kompetenz-Center): Technik, Recht und Wirtschaft, Kommunikation sowie Energiewirtschaft und Internationales. Zusätzlich unterstützen Fachausschüsse die Arbeit des Verbandes.

Im Zuge der Liberalisierung hat der VEÖ eine Umstrukturierung vorgenommen. Die wesentlichen Ziele der Reform waren:¹⁹

- die Anpassung an den liberalisierten Markt, der geteilt ist in einen Bereich, der reguliert ist, z.B. das Netz, und in einen Bereich, der im freien Wettbewerb steht, sowie
- die Anpassung an internationale Verbandsstrukturen durch die Aufteilung in vier Bereiche (Kompetenz-Center). Damit kann weitestgehend Personalidentität in den Gremien erreicht werden.

In Deutschland ist der Verband der Elektrizitätswirtschaft einen Schritt weitergegangen und hat die Interessenvertretung des Netzbereichs in einen eigenen Fachverband (Verband der Netzbetreiber – VDN) ausgegliedert.

Fachverband der Gas- und Wärmeunternehmen

Der Fachverband der Gas- und Wärmeunternehmen ist die Landes- und Interessenvertretung, wobei für österreichische Unternehmen eine Pflichtmitgliedschaft zur Wirtschaftskammer Österreich (WKÖ) und zum Fachverband besteht.

Der der Sparte Industrie der WKÖ zugeordnete Fachverband der Gas- und Wärmeunternehmen (FVGW) nimmt die Interessenvertretung aller Unternehmen der österreichischen Gas- und Wärmeversorgung wahr. Neben der Interessenvertretung im eigenen Wirkungsbereich zählen auch Aus- und Weiterbildung sowie Rechtsservice zu den Aufgaben des FVGW. Der FVGW stellt eine Diskussionsplattform für seine Mitglieder dar, erarbeitet in seinen Fachgremien branchenspezifische Richtlinien und tritt gegenüber Behörden als Vertretung seiner Mitglieder auf.

→ Markteintrittsbarrieren

Markteintrittsbarrieren schützen etablierte Unternehmen vor neuen Marktteilnehmern, weil sie für neue Unternehmen Nachteile – meist in der Form von Kosten – darstellen. Zurückzuführen sind diese Barrieren einerseits auf die geltenden Rahmenbedingungen (u.a. gesetzliche Bestimmungen) oder andererseits auf wirtschaftliche beziehungsweise betriebliche Gegebenheiten (u.a. Verbund- und Größenvorteile). Incumbents mit einem hohen Marktanteil haben eher die Möglichkeit, Kostenvorteile bei der Beschaffung, in der Produktion sowie im Vertrieb zu erzielen. Um auf vergleichbare Marktanteile zu kommen, bedarf es für Marktneueinsteiger zunächst eines hohen Aufwands für die Kundengewinnung.

Rechtliche Markteintrittsbarrieren

Rechtliche Regelungen, die Schutz vor Markteintritt gewähren, können gesellschaftlich erwünscht sein. Für den Strom- und Gasmarkt bestehen abgesehen vom Netzbereich solche Regelungen jedoch nicht, das heißt, es bestehen keine gesellschaftlich erwünschten Ausnahmereiche des Wettbewerbs.

¹⁹ VEÖ Journal 08/02

Rechtliche Regelungen zur Abschottung der Märkte können aber auch volkswirtschaftlich negative Auswirkungen haben, wenn sie die Renten der bereits im Markt tätigen Unternehmen schützen (z.B. Gebietsschutzverträge vor der Liberalisierung). Diese Marktzutrittsbeschränkungen sollten eliminiert werden und sind mit der Marktöffnung im Erzeugungs-, Handels- sowie im Vertriebsbereich aufgehoben worden.

Die rechtlichen Rahmenbedingungen sind im EIWOG bzw. GWG und in den jeweiligen Marktregeln festgehalten. Diese gelten für alle Marktteilnehmer gleichermaßen, das heißt, die etablierten Unternehmen müssen die gleichen Rechtsvorschriften erfüllen wie neue Marktteilnehmer. Wer z.B. mit Gas handeln möchte, muss dies der E-Control anzeigen. Der Lieferant kann sich einer Bilanzgruppe als unmittelbares Mitglied anschließen. Dies erfordert bei einem unmittelbaren Mitglied eine Genehmigung durch den Bilanzgruppenverantwortlichen. Verweigert er diese, kann der neue Lieferant oder Händler eine eigene Bilanzgruppe gründen (z.B. im Gasmarkt die Ruhrgas Austria). Im Rahmen dessen muss er Sicherheiten hinterlegen.

Die derzeit geltende Rechtslage kann im Großen und Ganzen nicht als Markteintrittsbarriere bezeichnet werden. Inwieweit die Auslegung der Marktregeln und dabei inoffizielle Absprachen der Marktteilnehmer den Wettbewerb behindern, müsste im Einzelfall untersucht werden. Die Marktregeln decken möglichst weite Bereiche der Interaktionen ab, damit wenig Spielraum für bilaterale individuelle Lösungen bleibt, die als strategische Markteintrittsbarrieren für neue Wettbewerber genutzt werden könnten.

Wirtschaftliche Markteintrittsbarrieren

In der wissenschaftlichen Literatur gibt es einige alternative Definitionen von „Markteintrittsbarrieren“. Weitgefasst sind Markteintrittsbarrieren

jeder Umstand, der Newcomer vom Markteintritt abhält.²⁰ Diese Definition gibt aber keinen Anhaltspunkt dafür, wann Markteintrittsbarrieren beseitigt werden können oder sollten.

Bain (1956) definiert Markteintrittsbarrieren als Marktbedingungen, die es den etablierten Unternehmen erlauben, die Preise oberhalb von Wettbewerbspreisen zu setzen, ohne dass neue Anbieter dadurch veranlasst werden, in den Markt zu kommen.²¹ Er führt vier verschiedene Elemente der Marktstruktur an, die als wirtschaftliche Markteintrittsbarrieren wirken können:²²

- Economies of Scale (Kostendegression aufgrund von Größenvorteilen),
- absolute Kostenvorteile des etablierten Unternehmens,
- Kapitalkosten und
- Produktdifferenzierung.

Dagegen definiert Stigler (1968) Markteintrittsbarrieren als Kosten, die neue Marktteilnehmer beim Markteintritt tragen müssen, die aber bei den etablierten Unternehmen nicht in gleichem Ausmaß vorhanden sind.²³ Seine Definition schließt z.B. Economies of Scale aus, solange Newcomer den Zugang zur gleichen Kostenfunktion haben, das heißt, der Markt muss demnach ein deutliches Wachstum aufweisen, was für den Gas- und für den Strommarkt nicht zutrifft.

Markteintrittsbarrieren im österreichischen Strommarkt

Ein effizient funktionierender Strommarkt setzt einen sich möglichst uneingeschränkt entfaltenden Wettbewerb voraus. Bestehen in einem Markt Sunk Costs, wird die disziplinierende und Effizienz fördernde Wirkung potenzieller Konkurrenten (es liegt kein Contestable Market vor) negativ beeinträchtigt. Dies ist allerdings in der realen Welt nicht immer gegeben. Vielmehr

²⁰ Don E. Waldmann, Elizabeth J. Jensen (1998)

²¹ Jean Tirole (1988)

²² Don E. Waldmann, Elizabeth J. Jensen (1998), Joe S. Bain (1956)

²³ Jean Tirole (1988)

sehen sich Markteintretende unterschiedlichen Einschränkungen gegenüber.

Im Weiteren wird auf die Aspekte des Markteintrittes in den Bereichen Übertragung und Verteilung nicht näher eingegangen, da diese Bereiche monopolistisch organisiert sind. Ein Wettbewerb findet aber auf den Wertschöpfungsstufen der Erzeugung, des Handels und der Lieferung von elektrischer Energie statt. In diesen Bereichen stehen sich seit der Liberalisierung Incumbents und neue Unternehmen im Wettbewerb gegenüber.

Erzeugung

Die Errichtung und das Betreiben eines Kraftwerkes in Österreich bedarf je nach Anlagentyp verschiedenster, aufgrund bundes- oder landesgesetzlicher Vorgaben erforderlicher Genehmigungen. Sie sind grundsätzlich von jedem Anlagenbetreiber zu erbringen, können aber zum Teil beachtliche Kosten verursachen, die ein potenzieller Kraftwerksbetreiber bei seiner Entscheidung zum Markteintritt mitberücksichtigt. Unter anderem zählen hierzu Errichtungs- und Betriebsführungsgenehmigung, Wasserrechtsbescheide bei Wasserkraftwerken sowie eventuell notwendige Umweltverträglichkeitsprüfungen.

Der Wettbewerb im Erzeugungsbereich findet aber nicht nur innerhalb Österreichs, sondern auch mit ausländischen Kraftwerksbetreibern statt, die ihren Strom durch die Liberalisierung auch in Österreich anbieten. Deren Markteintritt wurde mit dem freien Netzzugang möglich und trägt nicht unwesentlich zur Aufrechterhaltung des Wettbewerbs in Österreich bei.

Heimische Erzeugungsanlagen werden über das Systemdienstleistungsentgelt (G-Komponente) mit Netzkosten belastet. Die Belastung ist im europäischen Vergleich verhältnismäßig gering. Derzeit wird eine europäische Harmonisierung der G-Komponente angestrebt, um mögliche Wettbewerbshemmnisse aufgrund der unter-

schiedlichen Netzkostenbelastung auszuräumen. Durch die Marktöffnung sind die Preise im Erzeugungsbereich stark gesunken, was auf die Vielzahl der europäischen Stromerzeuger und die im zentraleuropäischen Bereich reichlich vorhandenen (handelsrechtlich zum Teil abgeschriebenen) Kapazitäten zurückzuführen war. Neben den rechtlich geforderten Genehmigungen hängt die Entscheidung eines Anlegers, ob er sein Kapital in den Bau und Betrieb eines Kraftwerks investiert, im Wesentlichen von der erwarteten Marktpreisentwicklung des Stroms ab. Dieser liegt gegenwärtig im Grundlastbereich etwa bei 28 €/MWh. Dieser Preis spiegelt gleichzeitig die kurzfristigen Grenzkosten (quasi die Brennstoffkosten) der teuersten, gerade noch produzierenden Einheit im Erzeugungsgeschehen wider.

Die Vollkosten eines modernen Gaskraftwerkes (GuD-Anlage) liegen allerdings bei rund 35 €/MWh. Das heißt, dass eine solche Kraftwerksinvestition unter den jetzigen Rahmenbedingungen das eingesetzte Kapital nicht entlohnt. Dementsprechend wurden in Österreich seit einiger Zeit – aber insbesondere seit der Marktöffnung – keine Kraftwerke von nennenswerter Größe auf Grundlage rein kommerzieller Überlegungen gebaut. Investitionen in Erzeugungsanlagen erfolgten lediglich im Öko- und KWK-Bereich, für den die Rentabilität der Kapitaleinlage durch die unterschiedlichen Förderungen und Einspeisetarife weitgehend gesichert ist. Die Errichtung neuer (Gas-)Kraftwerke ist jedoch in Überlegung, da u.a. zukünftig höhere Strompreise erwartet werden.

Handel

Im Bereich des Stromgroßhandels existieren keine nennenswerten Markteintrittsbarrieren. Händler, die in den österreichischen Regelzonen handeln möchten, sind lediglich verpflichtet, eine Bilanzgruppe zu gründen oder einer bereits

existierenden beizutreten. Während die diesbezüglichen administrativen Hürden relativ niedrig sind, können die finanziellen Lasten beträchtlicher sein (Hinterlegung von Sicherheiten).

Um die Handelstätigkeit aufzunehmen, werden die Handelsunternehmen zur Hinterlegung von Sicherheiten beim Bilanzgruppenkoordinator verpflichtet, auf die im Falle von nicht erfüllten Liefer- bzw. Abnahmeverpflichtungen zurückgegriffen wird.

Vertrieb

Zu Beginn der Liberalisierung erfolgten im Vertriebsbereich zahlreiche Markteintritte. Einige der Unternehmungen wurden neu aufgebaut, doch die überwiegende Mehrheit der neuen Marktteilnehmer waren und sind Vertriebsorganisationen etablierter österreichischer Stromversorger.

Der Aufnahme der Vertriebstätigkeit sind kaum regulative Grenzen gesetzt. Die Lieferanten müssen sich lediglich einer bestehenden Bilanzgruppe anschließen oder eine eigene Bilanzgruppe gründen. Sollten diese beabsichtigen, Kunden in ganz Österreich zu beliefern, müssen sie allerdings gleich drei Bilanzgruppen – in jeder Regelzone eine – bilden. In jeder Regelzone gibt es zudem kleine Unterschiede hinsichtlich von Abläufen und Datenformaten, die den Markteintritt insbesondere in kleine Regelzonen nicht rentabel erscheinen lassen.

Markteintrittsbarrieren für den Stromvertrieb sind aber vor allem auf wirtschaftliche Marktgegebenheiten zurückzuführen. Neue Lieferanten sind auf Kunden angewiesen, die sie von den Konkurrenten abwerben können. Doch die Wechselbereitschaft ist – je nach Kundengruppe – mehr oder weniger bescheiden. Das könnte

gleichzeitig eine Folge, aber auch ein Grund für ein eventuelles Fernbleiben vom Markt sein. Die geringste Wechselbereitschaft ist im Haushaltskundenbereich zu finden. Laut OGM-Umfrage²⁴ sind hier die primären Gründe für den Nicht-Wechsel die Zufriedenheit mit dem bisherigen Lieferanten, die geringen Einsparungen durch einen Lieferantenwechsel sowie Verunsicherung über die Versorgungssicherheit.

Neue Marktteilnehmer sind – im Gegensatz zu alten Stromversorgern – auf eine neue Infrastruktur angewiesen und können nicht auf Ressourcen, wie z.B. bereits bestehende, aufwendige Abrechnungssysteme zurückgreifen. Große Kunden mit zahlreichen Abnahmestellen erhalten aus abrechnungstechnischen Gründen vor allem von ausländischen Lieferanten kein Lieferangebot mit österreichweiter Gesamt-abrechnung.

Im Kleinkundensegment stellt zudem das Verhältnis von Vermarktungsaufwand zur Größe des potenziellen Marktes oft ein weiteres Hemmnis dar. Erfahrungen aus Deutschland haben gezeigt, dass neue Anbieter (z.B. Yello) mit enormen Werbeaufwendungen in einem verhältnismäßig großen Markt nach wie vor Verluste schreiben²⁵. Ausgaben für Werbung und Image eines wieder aus dem Markt austretenden Unternehmens sind verlorene Kosten (Sunk Costs) und damit ein wesentlicher Grund dafür, erst gar nicht in den Markt einzutreten. Laut OGM-Umfrage haben in Österreich die etablierten Unternehmen ein sehr gutes Image bei ihren Kunden, das neue Marktteilnehmer mit viel Werbeaufwand neu aufbauen müssen. Der Markteintritt wird uninteressanter, wenn der potenzielle Markt – wie in Österreich – verhältnismäßig klein und damit die Wahrscheinlichkeit für die baldige Erreichung der Gewinnzone gering ist.

²⁴ Umfrage durchgeführt im Juni 2003 von der Österreichischen Gesellschaft für Marketing (OGM) im Auftrag der E-Control GmbH (Details siehe Kapitel Marktergebnis).

²⁵ laut Handelsblatt bisher rund € 500 Mio.

Das ausschlaggebende Wettbewerbshemmnis liegt allerdings in den gegenwärtigen niedrigen Energielieferpreisen an Endkunden (näheres dazu siehe auch Kapitel Marktergebnis). Neue Vertriebsunternehmen, die durch ihre Mütter an den restlichen Stufen der energiewirtschaftlichen Wertschöpfung nicht teilnehmen, sind ausschließlich auf die im Vertriebsgeschäft zu verdienenden Margen angewiesen. Da diese Margen in den vergangenen Jahren in manchen Kundensegmenten durchwegs negativ waren, erfolgte kaum ein Markteintritt von ausländischen Unternehmen. Die Preise vorübergehend knapp unter den Marktpreisen zu halten ist eine beliebte Methode, um neue Wettbewerber vom Markt fernzuhalten (so genanntes Predatory Pricing). Zwar werden damit Opportunitätsverluste in Kauf genommen, die aber über mögliche Quersubventionierungen aus anderen Geschäftsbereichen abgedeckt werden können. Österreich hat laut Benchmarking-Bericht²⁶ der EU-Kommission trotz der geringen Energiekosten im europäischen Vergleich verhältnismäßig hohe Gesamtstromkosten und liegt nur an achter Stelle. So hatte Österreich im April 2003 beispielsweise die höchsten Netztarife für Gewerbekunden und die dritthöchsten für Industriekunden. Der hohe Netzkostenanteil in der Gesamtrechnung gemeinsam mit den niedrigen Margen beim Energiepreis stellen das größte wirtschaftliche Hindernis für einen Neueinsteiger dar. Die Internationale Energie Agentur (IEA) ortet in ihrem jüngsten Österreich-Bericht²⁷ mögliche Quersubventionierung aus den Netztarifen und sieht Handlungsbedarf, um den Wettbewerb zu stärken. Besonders wichtig erachtet die IEA die Senkung der Netztarife und die klare Entflechtung von vertikal integrierten Unternehmen, wie dies in der Beschleunigungsrichtlinie der EU nunmehr vorgesehen ist.

Markteintrittsbarrieren im österreichischen Gasmarkt

Die Zahl der neuen Anbieter hat sich seit der Marktöffnung nicht deutlich erhöht. Ruhrgas Austria hat sich auf das Industriekundensegment spezialisiert, die Salzburg AG mit ihrer Tochter MyElectric auf das Kleinkundengeschäft, auch die RAG plant die Belieferung von Großkunden. Hinzu kommen als weitere Anbieter im Kleinkundenbereich noch die Erdgas Oberösterreich, die Kelag, die Steirische Gas Wärme im Wege der Unsere Wasserkraft, die jedoch ebenfalls Incumbents bzw. Tochterunternehmen von etablierten Lieferanten sind.

Erzeugung

Die in den nächsten Jahren benötigten Gas-mengen sind durch langfristige Verträge mit Russland, Norwegen und Deutschland abgedeckt. Die russischen Gasverträge und der norwegische Troll-Vertrag laufen erst langfristig aus (siehe Kasten 4).

Die OMV Erdgas ist in der Regelzone Ost quasi Generalimporteur. Abgesehen von der Ruhrgas Austria AG, die nur einen geringen Marktanteil hat, importiert die OMV Erdgas für alle Unternehmen in der Regelzone Ost. Kurzfristig wird sich die Stellung der OMV nicht abschwächen, da nicht anzunehmen ist, dass Verträge über geringe Mengen direkt mit der Gazprom²⁸ abgeschlossen werden können. Neue Anbieter und auch Incumbents, die nicht Teil der Econgas sind, werden somit auch in Zukunft entweder Erdgasmengen über die OMV bzw. Econgas oder Erdgas über das ausländisch beteiligte Unternehmen beziehen müssen. Sofern der Zukauf von Erdgasmengen von der Econgas – einem Konkurrenten – erfolgt, verfügt diese über Marktinformationen eines Mitbewerbers.

²⁶ EU-Kommission (2003)

²⁷ Energy Policies of IEA Countries – Austria 2002 Review (2003)

²⁸ Das russische Unternehmen Gazprom ist der Hauptlieferant für den österreichischen Erdgasmarkt mit einem Anteil von rund 75 % an den gesamten Importen (restliche Mengen: aus Deutschland und Norwegen).

→ Take-or-Pay-(TOP-)Verträge

Kasten 4

Rund 80 % des in Österreich verbrauchten Erdgases wird aus Russland, Norwegen und Deutschland importiert. Zur Sicherung der Finanzierung der Transportnetze und der Förderung wurden und werden nach wie vor langfristige Verträge mit den Lieferanten abgeschlossen. Die Verträge sind so gestaltet, dass der Importeur auch bei Nicht-Abnahme für eine Mindestmenge zahlen muss. Wesentliche Vertragsbestandteile der TOP-Verträge zwischen dem Importeur (in Österreich die OMV) und den Lieferanten sind:

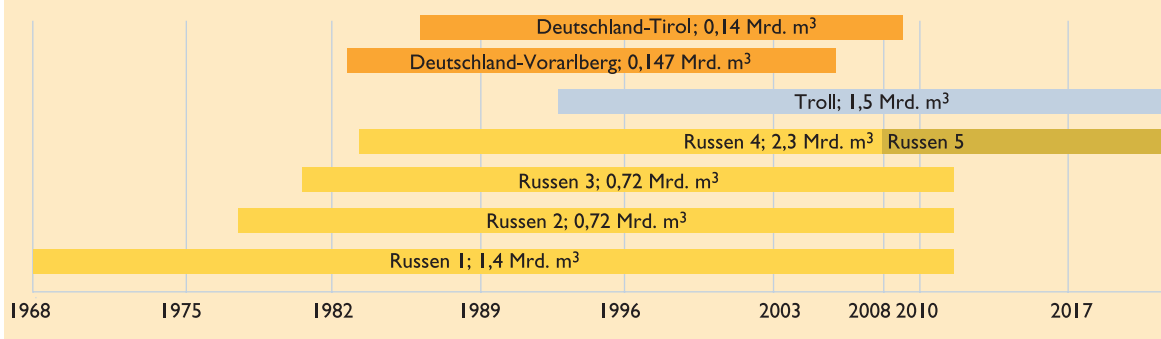
- Liefermenge (meist mit Flexibilität von z.B. +/- 10 %),

- Vertragsdauer (zwischen 10 und 25 Jahren),
- Lieferort (oftmals mit Bestimmungslandklausel),
- Preise (Anbindung an den Ölpreis und zusätzlich regelmäßige Neuverhandlungen).

Die TOP-Verträge laufen stufenweise aus, wobei die ersten Verträge 2006, die letzten derzeit abgeschlossenen Verträge 2024 auslaufen. Das Gesamtvolumen der langfristigen Verträge beträgt rund 7,5 Mrd. m³. Dabei liegt der Spielraum bei mindestens rund 6,5 Mrd. m³ und maximal bei rund 8 Mrd. m³.

→ Laufzeiten und Mengen der österreichischen TOP-Verträge

Abbildung 8



Da die Econgas als Zwischenhändler fungiert, ist auch zu erwarten, dass sie gegenüber dem Käufer (Mitbewerber) einen Preisvorteil hat, der entweder zu einer Verdrängung des Mitbewerbers oder zu einer Erhöhung der Margen der Econgas führt.

Handel

Ein Großhandelsmarkt im Erdgasbereich hat sich bisher noch nicht entwickelt. Zwar befinden sich an einigen Knotenpunkten Handelsplätze im Aufbau, jedoch ist die Zahl der Anbieter und Käufer sowie die gehandelten Mengen gering. Der Gas Hub Baumgarten besteht bisher

nur auf dem Papier. Zusätzliche Mengen können bisher ausschließlich über das Gas-Release-Programm²⁹ auf den österreichischen Markt kommen.

Neben der geringen Anzahl von Erzeugern, die vorwiegend in Nicht-EU-Ländern Erdgas fördern, ist vor allem die Vertragsgestaltung der TOP-Verträge für diese Entwicklung verantwortlich. Die langfristigen TOP-Verträge sind größtenteils mit Destination Clause³⁰ und Re-Export-Verbot versehen. Dadurch wird die Entstehung von Großhandelsmärkten im Erdgasbereich erschwert, da nur geringe Mengen frei zur Verfügung stehen. Ein weiterer Einflussfaktor ist

²⁹ Das Gas-Release-Programm war eine Auflage für die Econgas im Rahmen des Zusammenschlussverfahrens. Am 17. 7. 2003 haben acht Händler und Endverbraucher aus Österreich, Italien, der Schweiz und Großbritannien 250 Mio. m³ Gas ersteigert. Ob diese Gasmengen jedoch tatsächlich auf dem österreichischen Gasmarkt und nicht auf benachbarten ausländischen Märkten abgesetzt werden und welchen Effekt dies auf den Wettbewerb im österreichischen Gasmarkt hat, bleibt abzuwarten.

³⁰ Siehe Fußnote 14

die nach wie vor starke Anbindung des Erdgaspreises an den Ölpreis. Ein Großhandelsmarkt mit einem liquiden Markt würde die Entkopplung des Gaspreises vom Ölpreis begünstigen.

Vertrieb

Für die nächsten Jahre wird ein moderates Absatzwachstum prognostiziert (rund 4 % Mengenwachstum bis 2010). Vor allem im Klein- und Industriekundengeschäft wird kein großer Verbrauchszuwachs erwartet. Allerdings wird in der Stromwirtschaft in den nächsten 10 Jahren ein rund 20%iger Anstieg des Einsatzes von Gas prognostiziert. Neue Anbieter können daher nur auf den Markt kommen, indem sie etablierte Unternehmen verdrängen, wodurch sich der Wettbewerb vor allem auf die Margenverschiebung und -verteilung beschränkt. Dies ist sicherlich mit höheren Kosten verbunden als ein Markteintritt.

Die Erfahrungen bei der Liberalisierung von Gasmärkten zeigen, dass sich der Wettbewerb zunächst um Großkunden entwickelt.³¹ Österreiche Industriekunden und unabhängige Gashändler weisen darauf hin, dass die Preise für Großkunden unter den veröffentlichten Gasimportpreisen liegen. Es ist daher zweifelhaft, ob Wettbewerber diese Kunden günstiger beliefern und (Opportunitäts-)Verluste in Kauf nehmen.

Gemäß GWG II ist der Netzzugang reguliert und wurde diskriminierungsfrei gestaltet. Wenn neue Unternehmen Kunden abwerben, wird die dazugehörige Transportkapazität dem neuen Anbieter übertragen (Rucksackprinzip). Werden zusätzliche Mengen abgesetzt oder verlagert sich der bisherige Einspeisepunkt (z.B. von Baumgarten

nach Oberkappel), muss der Regelzonenführer in Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern eine Kapazitätsbeurteilung durchführen.

→ Marktkonzentration im Strom- und Erdgasmarkt

Marktkonzentration bezieht sich auf den Grad der Konzentration eines (relevanten) Marktes. Je nach Eigenschaft des einzelnen (Produkt-) Marktes tendieren einige Märkte (Infrastrukturmärkte wie auch die Strom- und Gasmärkte), in denen u.a. Größenvorteile zum Tragen kommen, dazu, per se eher konzentrierter zu sein als andere Märkte, in denen keine Subadditivität sowie keine irreversiblen Kosten vorliegen.

Die Marktkonzentration ist ein wesentlicher Faktor zur Beschreibung der Marktstruktur, wobei diese in der Regel über die Zeit gesehen relative Konstanz aufweist, das heißt nicht unmittelbar dem kurzfristigen strategischen Einfluss von Unternehmen ausgesetzt ist. Durch die Öffnung der Strom- und Gasmärkte und die Veränderung der Rahmenbedingungen ist es aber kurzfristig zu signifikanten Veränderungen der Marktstruktur gekommen. So haben sich die Landesgesellschaften von Oberösterreich, Wien, Niederösterreich und dem Burgenland sowie die Linz AG zur EnergieAllianz zusammengeschlossen und gemeinsam mit der OMV Erdgas die Econgas bzw. mit dem Verbund die Energie Austria³² gegründet. Dies führt – bzw. führte – zu nachhaltigen Veränderungen der Marktstruktur.

³¹ Dies ist wahrscheinlich nicht auf hohe Margen zurückzuführen, die im Großkundengeschäft nicht vorhanden sind, sondern darin begründet, dass ein „Grundlast“-absatz ohne große Abnahmeschwankungen (wie im Haushalts- und Gewerbekundengeschäft) erreicht werden soll.

³² Der Zusammenschluss zur Energie Austria ist von der EU-Kommission unter Auflagen genehmigt worden, diese sind jedoch noch nicht umgesetzt. Deshalb ist die Energie Austria noch nicht operativ tätig.

Anschließend werden die Veränderungen der Marktkonzentration anhand der Konzentrationsrate und des Hirschman-Herfindahl-Index dargestellt und in drei Perioden unterteilt:

- Marktkonzentration vor dem 1. Oktober 2001³³,
- Marktkonzentration nach dem Zusammenschluss zur EnergieAllianz,
- Marktkonzentration nach dem Zusammenschluss zur Energie Austria.

Messung der Marktkonzentration

Zur Messung der Marktkonzentration stehen verschiedene Methoden zur Verfügung. Im Rahmen des Liberalisierungsberichtes wird mit Hilfe zweier Messmethoden die Konzentration in den sachlich relevanten Märkten der Strom- und Gassektoren ermittelt.

Zum einen werden die Konzentrationsraten (CR) in den verschiedenen Märkten errechnet, die auch bei internationalen Behörden (u.a. Deutsches Bundeskartellamt) Verwendung finden. Die Konzentrationsrate wird ermittelt, indem die Marktanteile der n größten Unternehmen, die auf dem Markt miteinander im Wettbewerb stehen, summiert werden.

Zum anderen steht als weiterer allgemeiner Marktkonzentrationsindex der Hirschman-Herfindahl-Index (HH-Index) zur Verfügung. Der HH-Index gewichtet größere Marktanteile stärker als die Konzentrationsraten. Dadurch wird die relative Verteilung und Größe der einzelnen Unternehmen, die am Markt tätig sind, berücksichtigt. Berechnet wird der HH-Index, indem die jeweiligen Marktanteile quadriert und anschließend summiert werden.

Ein wichtiger Aspekt bei der Berechnung der Marktkonzentration ist die sachliche und räumliche Abgrenzung der Märkte wie sie im Kapitel „Beschreibung der relevanten Märkte“ bereits definiert wurden. Mit Ausnahme des Großhandelsmarktes geht die EU-Kommission im Strommarkt von maximal nationalen Märkten aus, wobei einige Argumente in Österreich auch für eine engere Abgrenzung (Regelzone) sprechen. Die räumliche Abgrenzung im Gasmarkt erfolgt mit der Regelzone.

→ Kritische Schwellenwerte der Konzentrationsindize

Tabelle 9

Konzentrationsrate (CR)

Eine Marktbeherrschung wird vermutet, wenn:

CR1 > 33,3% CR 2 > 50% CR 3 > 66,7%

Hirschmann-Herfindahl-Index (HHI)

keine Konzentration:	HHI < 1.000
mäßige Konzentration:	1.000 < HHI < 1.800
hohe Konzentration:	HHI > 1.800

Quelle: Bundeskartellamt, US-Department of Justice

Konzentration im Strommarkt

Die Beurteilung der Marktkonzentration in den einzelnen sachlich relevanten Märkten auf Basis der Abgrenzungen im Kapitel „Beschreibung der relevanten Märkte“ erfolgt anhand von Daten aus dem Jahr 2001. Da nicht für alle Teilmärkte (u.a. große Weiterverteiler) Daten vorhanden sind, konnten sie in der nachfolgenden Analyse nicht berücksichtigt werden.

Die Entwicklung der Marktkonzentration bei den Tarif(Haushalts-)kunden zeigt, dass sowohl der CR 5³⁴ als auch der HH-Index seit der Öffnung des Strommarktes deutlich angestiegen sind und von einer hohen Marktkonzentration ausgegangen werden kann. Geht man vom räumlich relevanten Markt Österreich aus, war der Markt vor der Liberalisierung mäßig konzentriert³⁵.

³³ Zu beachten ist dabei, dass der Markt vor dem 1. Oktober 2001 noch nicht vollständig liberalisiert war. Berechnet werden somit die theoretischen Konzentrationsmaße vor dem Zusammenschluss zur EnergieAllianz.

³⁴ CR 5 = Kumulierung der Marktanteile der fünf größten Unternehmen

³⁵ Vor der Liberalisierung hatten die Unternehmen nicht das Recht, außerhalb ihres Netzbereiches Kunden zu beliefern, und standen nicht zueinander im Wettbewerb, das heißt, innerhalb ihres Netzbereiches hatten sie eine Monopolstellung – ein Gebietsmonopol.

Der Zusammenschluss zur EnergieAllianz hat zur Stärkung der Marktposition der beteiligten Unternehmen und zu einer signifikanten Erhöhung der Marktkonzentration im Tarifikundenbereich geführt³⁶. Der HH-Index stieg auf über 3.000 an, was entsprechend der Definition eine hohe Konzentration darstellt und weit über dem Schwellenwert von 1.800 liegt. Da der Verbund im Kleinkundenbereich ausschließlich über Vertriebstöchter (MyElectric, Raiffeisenware Wasserkraft) vertreten war, kommt es durch den Zusammenschluss zur Energie Austria zu keiner spürbaren Erhöhung der Marktkonzentration im Tarifikundensegment.

Grenzt man den räumlich relevanten Markt auf die jeweilige Regelzone ab, kommt es in allen Regelzonen zu einer weiteren deutlichen Erhöhung der Konzentrationsmaße im Tarifikundensegment. In der Regelzone Tirag bzw. VKW liegt der Marktanteil der beiden Landesgesellschaften jeweils deutlich über 80 %, was zu einem HH-Index von über 6.400 führt. Auch in der Regelzone Ost kommt es durch die engere Marktabgrenzung zu einer Erhöhung des HH-Index.

→ Marktkonzentration in der Stromwirtschaft – Haushaltskunden Tabelle 10

	vor 1. Okt. 2001	nach EnergieAllianz	nach Energie Austria
CR 5	62,29 %	74,67 %	74,67 %
HH-Index	1.329,94	3.286,76	3.289,01

Quelle: E-Control

Wie im Tarifikundensegment zeigt die Analyse des Großkundenmarktes einen deutlichen Anstieg der Konzentrationsmaße seit dem 1. Oktober 2001 und somit auch eine Verschlechterung der Wettbewerbsbedingungen. Dabei ist zwar eine höhere Konzentrationsrate der Marktanteile, jedoch eine breitere Verteilung als im Tarifikundensegment zu beobachten. Gleiches gilt auch für die Betrachtung der Daten nach dem Zusammenschluss zur EnergieAllianz. Da der Verbund größtenteils Großkunden beliefert hat, bewirkt der Zusammenschluss eine deutliche Erhöhung der beiden Konzentra-

tionsmaße. Beide Werte liegen deutlich über jenen der Tarifikunden. Die Zusammenschlussparteien müssen einen Teil ihres Großkundengeschäftes an einen unabhängigen Dritten abgeben, womit sich beide Konzentrationsmaße etwas verringern. Trotz der Berücksichtigung der Abgabe eines Teils der Großkunden ist auch in diesem Segment eine hohe Marktkonzentration festzustellen.

→ Marktkonzentration in der Stromwirtschaft – Großkunden Tabelle 11

	vor 1. Okt. 2001	nach EnergieAllianz	nach Energie Austria
CR 5	67,60 %	86,70 %	92,30 %
HH-Index	1.153,36	2.680,34	3.918,38

Quelle: E-Control

Daten über den sachlich relevanten Markt der Belieferung von kleinen Weiterverteilern vor der Liberalisierung liegen nicht vor. Auszugehen ist jedoch davon, dass neben dem Verbund vor allem jene Landesversorger, in deren Netzbereich kleine Weiterverteiler angesiedelt sind, in diesem Markt tätig waren. Ersichtlich ist jedenfalls, dass auch in diesem sachlichen Markt die Konzentration sehr hoch ist und durch den Zusammenschluss zur EnergieAustria verstärkt wurde. Im Vergleich zu den sachlich relevanten Märkten Groß- und Tarifikunden verteilen sich die Marktanteile gleichmäßiger, was aus dem etwas niedrigeren HH-Index abzuleiten ist. Unabhängig davon ist auch hier von einer dominanten Marktposition eines oder weniger Unternehmen auszugehen, da der HH-Index im Markt für kleine Weiterverteiler deutlich über 1.800 liegt.

→ Marktkonzentration in der Stromwirtschaft – Belieferung von kleinen Weiterverteilern Tabelle 12

	nach EnergieAllianz	nach Energie Austria
CR 5	87,50 %	90,00 %
HH-Index	2.231,25	2.756,25

Quelle: E-Control

³⁶ Der Prüfungsantrag seitens des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit wurde zurückgezogen. Der Zusammenschluss kam ohne größere Auflagen zustande.

Bis zur Liberalisierung des Strommarktes war die Hauptaufgabe des Verbundes neben dem Betrieb der Übertragungsleitungen die Erzeugung von elektrischer Energie und die Belieferung der Landesgesellschaften. Mit der Liberalisierung und dem Entstehen neuer Märkte (Großhandelsmarkt) haben die Landesgesellschaften ihren Bedarf an elektrischer Energie auch anderweitig abgedeckt. Damit ist der Marktanteil des Verbundes zurückgegangen. Dieser hat daher seine Aktivitäten auf den Großhandelsmärkten verstärkt, um die überschüssigen Strommengen zu verkaufen. Die Landesgesellschaften und Stadtwerke haben teilweise eigene Erzeugungseinheiten (meist thermische Kraftwerke), mit denen sie jedoch nicht ihren gesamten Strombedarf abdecken können.

Wie der HH-Index zeigt, war der sachlich relevante Markt der Erzeugung bereits vor der Marktöffnung mäßig konzentriert. Mit dem Zusammenschluss zur EnergieAllianz hat sich der HH-Index auf knapp 1.800 erhöht, was bereits auf eine hohe Marktkonzentration hinweist. Durch den Zusammenschluss zwischen Verbund und EnergieAllianz und die gemeinsame Steuerung des Kraftwerkparks durch die APT-Neu erhöhen sich die beiden Indizes deutlich.

→ Marktkonzentration in der Stromwirtschaft – Erzeugung

Tabelle 13

	vor 1. Okt. 2001	nach EnergieAllianz	nach Energie Austria
CR 5	60,50 %	72,15 %	76,50 %
HH-Index	1.555,93	1.799,23	3.136,49

Quelle: E-Control

Der Ausgleichsenergiemarkt in der Regelzone Ost ist deutlich stärker konzentriert als die anderen sachlich relevanten Märkte. Ursache dafür sind die Leistungsanforderungen an die Anbieter bzw. Bezieher von Ausgleichsenergie. Nur wenige Unternehmen haben die Möglichkeit der Lieferung oder Rücknahme von Minutenreserve. Dies führt zur hohen Marktkonzentration, die deutlich über dem Wert von 1.800 liegt und durch den Zusammenschluss zur Energie Austria bei der Lieferung von Minutenreserve signifikant verstärkt wurde.

→ Marktkonzentration in der Stromwirtschaft – Leistungsvorhaltung – Lieferung von Minutenreserve (Regelzone Ost)

Tabelle 14

	nach EnergieAllianz	nach Energie Austria
HH-Index	3.323,74	6.392,32

Quelle: E-Control

→ Marktkonzentration in der Stromwirtschaft – Leistungsvorhaltung – Rücknahme von Minutenreserve (Regelzone Ost)

Tabelle 15

	nach EnergieAllianz	nach Energie Austria
HH-Index	7.205,24	8.280,66

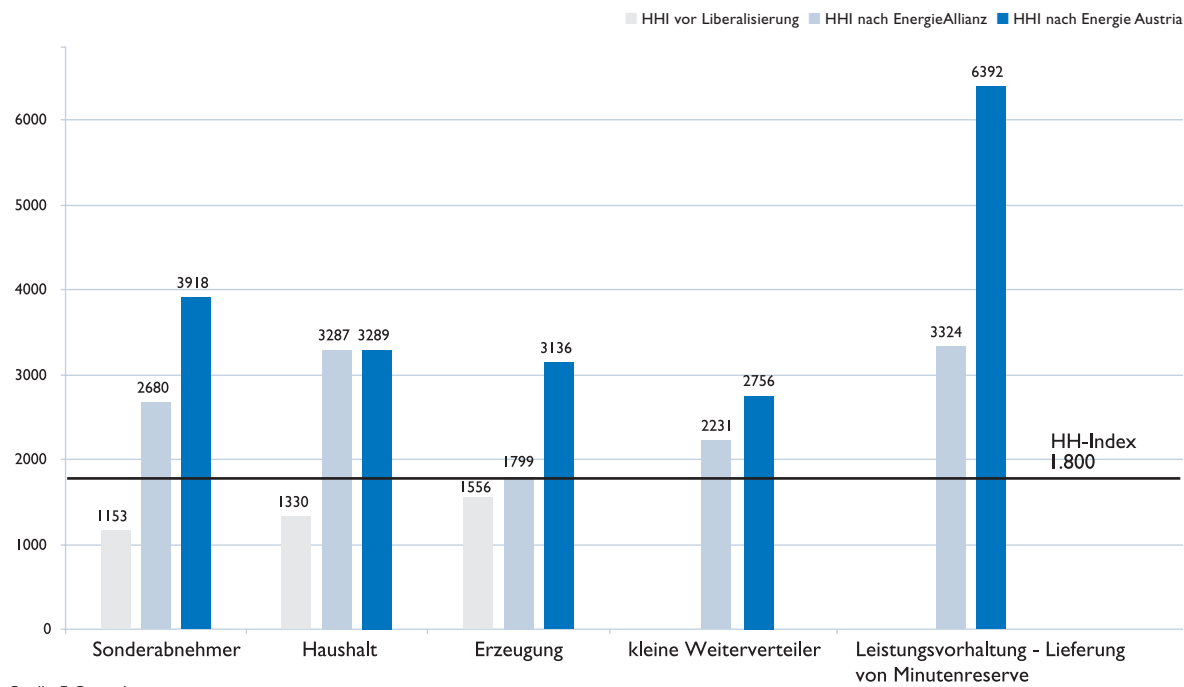
Quelle: E-Control

Zusammenfassend betrachtet zeigt sich, wie auch in Abbildung 9 dargestellt, dass die Marktkonzentration in den einzelnen sachlich relevanten Märkten seit der Liberalisierung stark

gestiegen ist, was zu einer Schwächung des Wettbewerbspotenzials und zu nur unvollständig kompetitiven Märkten führt.

→ **Marktkonzentration im Strommarkt**

Abbildung 9



Quelle: E-Control

Konzentration im Gasmarkt

Berechnet wird im Folgenden die Marktkonzentration der Erdgasunternehmen für die sachlich relevanten Märkte in der Regelzone Ost. Da die Marktanteile der TIGAS und VEG in nahezu allen sachlich relevanten Märkten in der jeweiligen Regelzone bei weit über 90 % liegen, ist eine nähere Darstellung der Konzentrationsmaße in diesen Regelzonen nicht notwendig. Beide Unternehmen dominieren den jeweiligen Markt (die jeweilige Regelzone) deutlich. Außer in der Produktion und Speicherung (es sind dafür keine Möglichkeiten in beiden Bundesländern vorhanden) sind die beiden Unternehmen auf allen Wertschöpfungsstufen vertreten und stellen somit vertikal integrierte Unternehmen dar. Als Vorlieferant dient in beiden Fällen die Ruhrgas Deutschland, die jedoch derzeit nicht selbstständig in Tirol und Vorarlberg am Markt tätig ist.

Die österreichischen Unternehmen müssten über das Netz der Ruhrgas Deutschland Kunden in Tirol beliefern, da derzeit noch keine direkten Leitungsverbindungen zwischen der Regelzone Ost und den beiden westlichen Regelzonen bestehen. Da jedoch in Deutschland der Netzzugang (noch) verhandelt wird und die Durchleitungstarife hoch sind, ist kurzfristig nicht mit der Intensivierung des Wettbewerbs in den beiden westlichen Regelzonen zu rechnen.

Für die Regelzone Ost zeigen die Konzentrationsmaße, dass im sachlich relevanten Markt der Kleinkunden bereits vor dem Zusammenschluss zur EnergieAllianz eine hohe Marktkonzentration vorlag, die auch deutlich über jener im Strommarkt liegt. Dies hängt auch von der unterschiedlichen Kundenstruktur, der geringeren Unternehmenszahl im Gasmarkt und dem bisherigen Ausbau der Netze sowie der Anzahl der Anschlüsse in den beiden Märkten zusammen.

Durch den Zusammenschluss der Gasversorger im Osten Österreichs zur EnergieAllianz haben sich die Marktanteile und somit auch die Konzentrationsmaße stark erhöht. Maßnahmen zur Förderung des Wettbewerbs wurden nicht als Auflage berücksichtigt, was zu einer Dominanz eines Unternehmens in der Regelzone Ost geführt hat (EnergieAllianz mit einem Marktanteil von mehr als 80 %). Der Zusammenschluss zur Ecomgas hat keine weiteren Auswirkungen im Kleinkundensegment, da die OMV Erdgas vor dem Zusammenschluss nicht am Markt für Kleinkunden tätig war. Der Zusammenschluss hat jedoch zu einem vollständig vertikal integrierten Unternehmen geführt, das durchgehend von Import/Erzeugung bis zur Belieferung von Endkunden auf allen Wertschöpfungsstufen am Markt vertreten ist.

→ Marktkonzentration in der Gaswirtschaft – Haushaltskunden

Tabelle 16

	vor EnergieAllianz	nach EnergieAllianz
CR 4 ³⁷	89,62 %	100,00 %
HH-Index	2.452,43	7.255,21

Quelle: AFG, E-Control

Die Marktkonzentration im Gewerbekundensegment verhält sich ähnlich wie im Bereich der Kleinkunden. Bereits vor der Gründung der EnergieAllianz lag eine hohe Marktkonzentration in der Regelzone Ost vor, die durch den Zusammenschluss nochmals deutlich verstärkt wurde. Wie im Haushaltskundenbereich dominiert auch im Gewerbebereich die EnergieAllianz in der Regelzone Ost mit einem Marktanteil von rund 80 %. Der HH-Index liegt zwar nach dem Zusammenschluss unter jenem im Kleinkundenbereich, jedoch auch hier deutlich über dem Wert von 1.800.

³⁷ CR 4 – neben der EnergieAllianz sind nur noch Salzburg AG, Steirische Gas Wärme GmbH und Kelag tätig (kleinere Stadtwerke wurden nicht berücksichtigt, da sie für die Beurteilung der Marktkonzentration nicht ausschlaggebend sind).

→ Marktkonzentration in der Gaswirtschaft – Gewerbe

Tabelle 17

	vor EnergieAllianz	nach EnergieAllianz
CR 4 ³⁷	94,70 %	100,00 %
HH-Index	2.413,77	6.577,87

Quelle: AFG, E-Control

Der räumlich relevante Markt für Großabnehmer ist ebenfalls auf die Regelzone Ost begrenzt. Bereits vor dem Zusammenschluss zur EnergieAllianz ist eine hohe Marktposition zu beobachten, die durch den Zusammenschluss deutlich verstärkt wurde. Die Marktanteile sind jedoch im Vergleich zu den Gewerbekunden etwas gleichmäßiger verteilt, wobei sich auch hier nur vier Unternehmen den Markt der Großkunden in der Regelzone Ost teilen und die Econgas einen Marktanteil von mehr als 70 % hat.

→ Marktkonzentration in der Gaswirtschaft – Großkunden

Tabelle 18

	vor EnergieAllianz	nach EnergieAllianz
CR 4 ³⁷	94,33 %	100,00 %
HH-Index	2.104,97	5.597,36

Quelle: AFG, E-Control

Im Speichergeschäft sind in der Regelzone Ost zwei Unternehmen tätig, wobei die OMV Erdgas einen Marktanteil von 77 % und die RAG einen Marktanteil von rund 23 % hat. Daraus ergibt sich erwartungsgemäß ein hoher HH-Index.

→ Marktkonzentration in der Gaswirtschaft – Speicherung

Tabelle 19

CR 1	77,17 %
CR 2	100,00 %
HH-Index	6.476,30

Quelle: AFG, E-Control

In der Förderung von Erdgas sind ebenfalls nur zwei Unternehmen in Österreich (beide in der Regelzone Ost) tätig. Die OMV hat dabei einen Marktanteil von rund 55 %, die RAG von rund 45 %. Wie auch in den anderen Märkten zeigt der relevante Markt in der Erzeugung eine hohe Marktkonzentration. Der Anteil der Erzeugung am gesamten in Österreich pro Jahr zur Verfügung stehenden Erdgas beträgt jedoch nur rund 20 %. Der restliche Bedarf wird durch Lieferungen aus Norwegen, Deutschland und vor allem Russland (langfristige TOP-Verträge) gedeckt, wobei die OMV als Importeur in der Regelzone Ost nahezu 100 % Marktanteil hat.

→ Marktkonzentration in der Gaswirtschaft – Produktion

Tabelle 20

CR 1	54,81 %
CR 2	100,00 %
HH-Index	5.046,34

Quelle: AFG, E-Control

Am Ausgleichsenergiemarkt bieten nur wenige Unternehmen Erdgas an, wobei die Econgas gemeinsam mit der OMV Erdgas als beteiligtes Unternehmen den Markt dominiert. Dies ist durch den hohen Wert des HH-Index ersichtlich.

→ Marktkonzentration in der Gaswirtschaft – Ausgleichsenergiemarkt

Tabelle 21

HH-Index	7.220,70
----------	----------

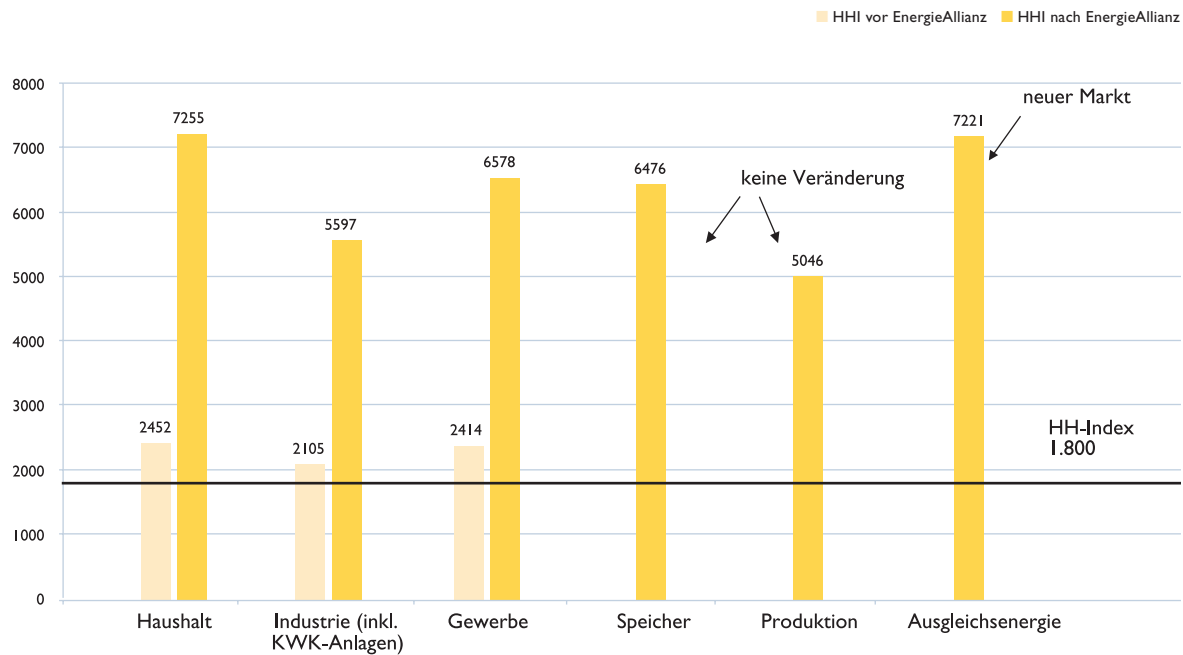
Quelle: AFG, E-Control

Abbildung 10 zeigt deutlich die drastische Erhöhung der Marktkonzentration durch die Zusammenschlüsse am österreichischen Gasmarkt und somit auch eine Verschlechterung der Wettbewerbsbedingungen. Der Zusammenschluss der EnergieAllianz und der OMV zur Econgas hat auf die dargestellten sachlich relevanten Märkte

nur geringen Einfluss, da die OMV Erdgas selbst bisher nur mit geringen Mengen auf den Endkundenmärkten tätig war. Wie durch den Zusammenschluss zur Energie Austria kommt es auch bei der Econgas zu einer vollständigen vertikalen Integration (siehe Abbildung 17: Übersicht Econgas).

→ Marktkonzentration im Erdgasmarkt

Abbildung 10



Quelle: AFG, E-Control

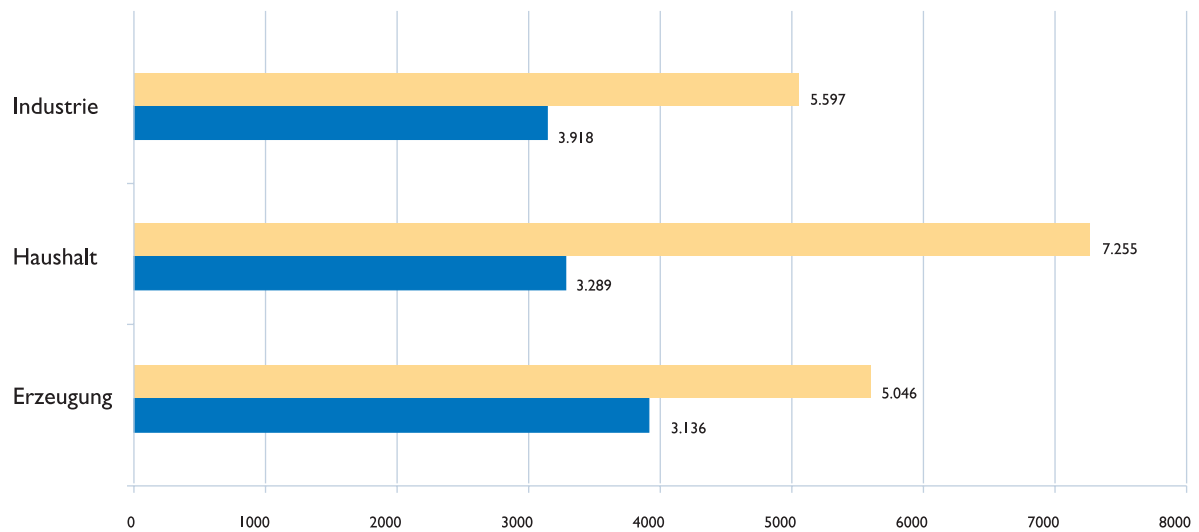
Der Vergleich der einzelnen sachlich relevanten Märkte im Strom- und Gasbereich zeigt, dass die Marktkonzentration im Gassektor deutlich höher liegt als im Strombereich. In allen Strom- und Gasmarktsegmenten ist jedoch eine sehr

hohe Marktkonzentration zu beobachten, was auf die Zusammenschlüsse seit der Liberalisierung und die dadurch hervorgerufene Dominanz weniger Unternehmen zurückzuführen ist.

→ Strom- und Gasmarktkonzentration im Vergleich

Abbildung 11

■ HHI Strom ■ HHI Gas



Quelle: AFG, E-Control

A circular chart with multiple concentric rings and radial lines. The outermost ring features labels for months and years, such as 'Jan 01', 'Feb 00', 'Apr 01', 'Jun 00', 'Aug 01', 'Okt 00', 'Jan 02', 'Mar 01', 'Mai 00', 'Jul 01', 'Sep 00', 'Nov 01', 'Jan 03', 'Mar 02', 'Mai 01', 'Jul 02', 'Sep 01', 'Nov 02'. A central blue line graph fluctuates across the rings. A dashed line labeled 'Forward EEX-Base' is also visible. A legend on the right lists years: '1999', '2000', '2001', '2002', '2003'. Labels like '1.617', '2.247', '2.500', and '2.161' are scattered on the chart's perimeter. The title 'Marktverhalten' is centered on the right side of the chart.

Marktverhalten



Generell kann davon ausgegangen werden, dass die Zielsetzung eines Unternehmens die Maximierung seines Profits ist.³⁸ Um diese Zielsetzung zu erreichen, verfolgen Unternehmen unterschiedliche Strategien.

Innerhalb der EU ist der Strom- und Gasmarkt trotz einer Vielzahl von Unternehmen konzentriert, da nach wie vor in vielen Bereichen von maximal nationalen Märkten ausgegangen werden muss. In allen EU-Mitgliedstaaten haben die drei größten Erzeuger einen Marktanteil von zumindest 40 %, in Belgien und Frankreich sogar von über 70 %. Die erfolgten Akquisitionen und Zusammenschlüsse sind Indiz dafür, dass die Unternehmen durch externes Wachstum versuchen, Größenvorteile zu realisieren, um dem Kostendruck zu begegnen.

Auch in Österreich reagierten einige Unternehmen mit vertikalen und/oder horizontalen Zusammenschlüssen und Kooperationen auf die Öffnung der Märkte. Andere Unternehmen (Kelag, Estag) haben ausländische Partner zur Stärkung der Marktposition gesucht. Zielsetzung dabei ist die Maximierung des Profits, was durch die Stärkung der eigenen Marktposition und die Verdrängung der Mitbewerber durch externe Expansion verbessert werden soll.

Neben den großen Unternehmen versuchen kleinere Anbieter am Markt in Nischen (Ökostrom, Wasserkraft) einzudringen. So konzentrieren sich die oekostrom AG und die Alpen Adria Energie AG auf den Verkauf von elektrischer Energie aus Ökoanlagen bzw. Kleinwasserkraftwerken, d. h. Ausbau der Marktposition durch Spezialisierung. Aber auch einige Landesversorger haben zwecks Produktdifferenzierung bereits eigene Vertriebslinien für Ökoenergie aufgebaut.

Ein zusätzlicher Einflussfaktor zu Verbesserung und Ausbau der Marktposition bei beiden Strategien (Größe bzw. Spezialisierung) ist die Imagepflege (Werbeaktivitäten), die zur Steigerung des Bekanntheitsgrades und somit der Kundenzahlen dienen soll. Obwohl das Endprodukt Strom ein homogenes Gut ist und eine Differenzierung vorwiegend über den Preis stattfindet, werben einige Unternehmen mit dem Primärenergieträger von elektrischer Energie (u.a. Wasser, Wind, Gas). Dabei wird hauptsächlich auf Strom aus Wasserkraft bzw. „sauberen“ Energiequellen Bezug genommen. Zielsetzung ist dabei die Verbesserung der Darstellung des Unternehmens und der Aufbau eines positiven Images, was eine Markteintrittsbarriere darstellt. Werbung wird diesbezüglich nicht nur zu Verkaufszwecken, sondern teilweise auch ausschließlich zur Imagepflege verwendet (z.B. Verbund). Dadurch sollen strategische Unternehmensprojekte (z.B. Ausbau der 380-kV-Leitung) unterstützt werden.

→ Strategisches Verhalten von Unternehmen

Marktmacht ist die Möglichkeit eines Unternehmens, den Preis bereits kurzfristig zu beeinflussen – Macht über Preise –, wobei das Verhalten für das Unternehmen profitabel sein muss. Getestet wird die Einflussmöglichkeit auf den Preis u.a. durch den SSNIP-Test (*Small – mindestens 1 Jahr – but significant non-transitory increase in price – 5 bis 10 %*). Problematisch ist der SSNIP-Test dann, wenn der Ausgangspreis bereits über dem Wettbewerbsniveau liegt.

³⁸ Wie bereits im Exkurs „Regulierung, Liberalisierung und Privatisierung“ dargestellt, können bei öffentlichen Unternehmen weitere Einflussfaktoren zum Tragen kommen.

Die Möglichkeit der Unternehmen, Marktmacht auszuüben, hängt u.a. von folgenden Faktoren ab:

- Konzentration im relevanten Markt,
- Markteintrittsbarrieren,
- die Möglichkeit für kleinere Firmen, ihren Output zu erhöhen,
- die Nachfragereaktion auf Preisveränderungen (Nachfrageelastizität).

Neben den oben angeführten Faktoren beeinflusst auch die Regulierung (u.a. ex-ante- vs. ex-post-Regulierung, Informationsniveau des Regulators) die Möglichkeit der Unternehmen, Marktmacht auszuüben.

Bei der Analyse der Strom- und Gasmärkte ist weiters auf verschiedene Besonderheiten in den leitungsgebundenen Märkten Rücksicht zu nehmen:

- die Nachfrage weist eine geringe Elastizität auf, was u.a. auf die geringe Sensibilität der Endkunden, ein fehlendes Real-Time-Pricing-Programm sowie regulatorische Einschränkungen zurückzuführen ist,
- strategischer Einsatz von Kapazitäten,
- Ausnutzung von Übertragungsempässen (u.a. auch verursacht durch zu geringe Kapazitäten auf Transitleitungen) zur Einschränkung von Wettbewerbern.

Im Strommarkt sind zusätzlich noch

- die Nicht-Speicherbarkeit von elektrischer Energie und
- die gleichzeitige Aufbringung und Nachfrage von elektrischer Energie

zu berücksichtigen.

Diese Faktoren erleichtern die vertikale Integration zwischen Erzeugung und Übertragung/Verteilung und die horizontale Integration sowie Vereinbarungen und Absprachen zwischen vertikal integrierten Unternehmen.

Die Vorteile der vertikalen Integration werden in Zukunft durch die Etablierung neuer Handelsplätze und die Intensivierung des Wettbewerbs für Unternehmen geringer. Ist der Wettbewerb auf den Endkundenmärkten jedoch noch eingeschränkt, werden die Unternehmen die Möglichkeiten der flexiblen Margengestaltung und die Marktsicherheit aufgrund der vertikalen Integration suchen. Allerdings sieht die neue EU-Richtlinie eine gesellschaftsrechtliche Trennung von Netz und Vertrieb ab spätestens Mitte 2007 vor. Bisher war nur eine organisatorische/buchhalterische Trennung vorgesehen. Im Gasbereich wurde das gesellschaftsrechtliche Unbundling bereits in der österreichischen Gesetzgebung berücksichtigt.

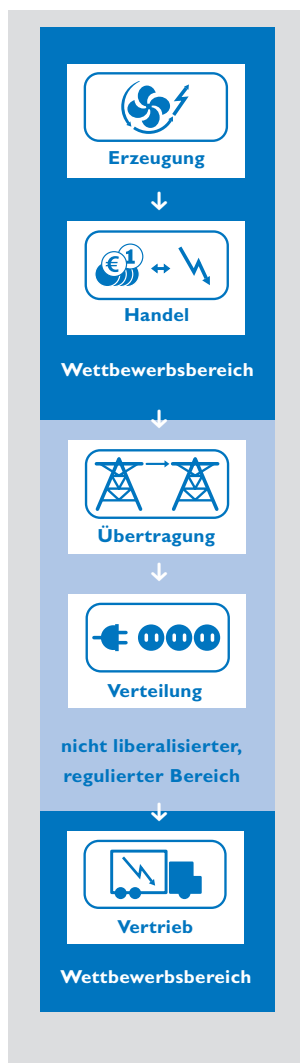
→ Exkurs: vertikale und horizontale Integration

Der Strom- und der Gassektor sind von vertikal integrierten Unternehmen gekennzeichnet. **Vertikale Integration** bedeutet, dass zwei oder mehrere separierbare Produktionsstufen zur gleichen wirtschaftlichen Einheit gehören.

Nach der Liberalisierung der beiden Sektoren stehen die Produktionsstufen Erzeugung/Förderung, Handel und Vertrieb im Wettbewerb. Übertragung und Verteilung (Infrastruktureinrichtungen) hingegen stellen natürliche Monopole dar und stehen auch weiterhin unter staatlicher Aufsicht. Die nachfolgende Abbildung 13 zeigt dies anhand des Stromsektors.

→ **Produktionsstufen im Stromsektor**

Abbildung 12



Sofern zwei integrierte Produktionsstufen vollkommen dem Wettbewerb ausgesetzt sind, führt die Integration zu einem volkswirtschaftlich effizienten Ergebnis, weil die integrierten und nicht integrierten Unternehmen miteinander konkurrieren. Effizienzsteigerungen in einer oder beiden Produktionsstufen können auch zu Disintegration bzw. zu institutionellen Anpassungsprozessen führen. Ein oft angeführter Vorteil der Integration ist die Verringerung der Abnahme- und Profitrisiken. Dies dient u.a. zur Absicherung von risikoreichen langfristigen Investitionen.

Vertikal integrierte Unternehmen können zwar temporär, jedoch nicht nachhaltig Wettbewerbsvorteile gegenüber anderen Wettbe-

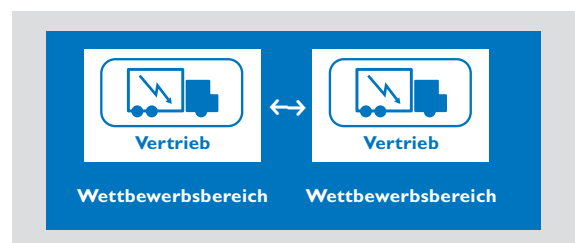
werbern erzielen. Bei anhaltenden Vorteilen streben andere Unternehmen ebenfalls danach, ihr Unternehmen vertikal zu integrieren. Damit verschwinden die Vorteile, und es kommt zu einer Auflösung der vertikalen Integration.

Liegt jedoch zumindest auf einer Produktionsstufe eine marktbeherrschende Stellung (u.a. ein natürliches Monopol) vor, werden mögliche Effizienzvorteile vertikal integrierter Unternehmen nur bedingt an nachgelagerte Wertschöpfungsstufen bzw. Endabnehmer weitergegeben bzw. realisiert. Vielmehr besteht die Gefahr, dass jener Bereich, der im Wettbewerb steht (z.B. Vertrieb), durch den marktbeherrschenden Bereich (Übertragung und Verteilung) subventioniert und dadurch der Wettbewerb auch in diesem Bereich beschränkt wird. Quersubventionierung ist zwar aus wettbewerbsrechtlicher Sicht per se nicht verboten, jedoch kann Quersubventionierung Ausdruck einer marktbeherrschenden Stellung sein. Dies führt zu Marktabstottungseffekten und Wettbewerbsverzerrungen auf Abnehmerebene, u.a. durch den Aufbau von Markteintrittsbarrieren und die Möglichkeit, durch die dominierende Marktstellung innerhalb des gleichen Kundensegments Preisdiskriminierung vorzunehmen.

Von **horizontaler Integration** spricht man, wenn zwei oder mehrere Unternehmen sich auf der gleichen Wertschöpfungsstufe (z.B. Vertrieb) zusammenschließen (u.a. EnergieAllianz). Durch die horizontale Integration zweier Unternehmen können sowohl Größen- (economies of scale) als auch Verbundvorteile (economies of scope) erzielt werden. Im Gegenzug erhöht sich durch die horizontale Integration der Marktanteil und bei entsprechender Unternehmensgröße auch die Marktmacht gegenüber Lieferanten und gegenüber den Downstream-Märkten.

→ **Horizontale Integration**

Abbildung 13



→ Strategien der österreichischen Unternehmen

Die Veränderungen der Unternehmens- und Marktstrukturen durch die Liberalisierung sind sowohl politik- als auch marktgetrieben. Die Staatsmonopole in der Strom- und Gasversorgung wurden durch Struktureingriffe des Staates (u.a. Privatisierung und Unternehmensaufspaltung) teilweise verändert. Darüber hinaus zwangen drastische Marktveränderungen die Unternehmen, ihre (internationale) Leistungsfähigkeit in Märkten mit nur schwachem Wachstum u.a. durch Akquisitionen zu steigern. Neben Zusammenschlüssen und Kooperationen haben die Strom- und Gasunternehmen mit gezieltem Kostenmanagement und Rationalisierungsmaßnahmen (u.a. Abbau von Arbeitsplätzen, Optimierung der Investitionstätigkeit, Restrukturierung der Unternehmen) auf die veränderten Rahmenbedingungen reagiert.

Größen- und Verbundeffekte sind auch die wichtigsten Gründe für Akquisitionen und Zusammenschlüsse. Bislang konnten die Größen- und Verbundvorteile aufgrund der geographischen Segregation nicht vollständig ausgeschöpft werden. Vor allem der zunehmende Kostendruck durch die steigende Wettbewerbsintensität zwingt Unternehmen, diese Potenziale zu realisieren. Dies gilt auch für den regulierten Monopolbereich (Übertragung und Verteilung).

Für den österreichischen Strommarkt sind Kreuzbeteiligungen zwischen Landesgesellschaften untereinander bzw. mit dem Verbund charakteristisch. So halten Wienstrom und EVN Beteiligungen am Verbund sowie der Verbund (bis Ende 2002) gemeinsam mit der Estag (kaufte die Verbund-Anteile) und der Energie AG Anteile bei der EVN. Ausgangspunkt für die Kreuzbeteiligungen war die geplante Kooperation zwischen Verbund, Estag und Energie AG, welche jedoch aufgrund der Beteiligung der Wienstrom und EVN am Verbund verhindert wurde. Im Gegenzug beteiligten sich der Verbund, die Estag

und die Energie AG an der EVN, wobei auch hier die Beteiligung nur bedingt von finanziellem Interesse geprägt war. Beide Gruppen hatten die Möglichkeit, strategische Unternehmensentscheidungen von Verbund bzw. EVN zu verhindern. Neben diesen direkten Einflussmöglichkeiten wird/wurde zusätzlich auf politischer Ebene interveniert. Der politische und nicht zuletzt der öffentliche (mediale) Druck war für das Nicht-Zustandekommen der Kooperation zwischen E.On und Verbund und dem Zusammenschluss zur Energie Austria mitverantwortlich. Ausschlaggebend für die internationale Orientierung des Verbundes war, dass die Landesgesellschaften alternative Bezugsquellen für Strom gesucht haben, da der Verbund auf den nachgelagerten Märkten als Konkurrent aufgetreten ist. Mit dem Zusammenschluss zur Energie Austria wird sich der Verbund aus dem Endkundengeschäft zurückziehen (u.a. Abgabe der Beteiligungen an MyElectric und Unsere Wasserkraft). Ein potenzieller Konkurrent wurde mit dem Zusammenschluss zur Energie Austria nun zum exklusiven Vorlieferanten, der sich aus den Downstream-Märkten vollständig zurückziehen wird.

Die Zusammenlegung der Infrastruktur (Netze), die zu beträchtlichen Synergieeffekten bei der Betriebsführung führen könnte, steht hingegen kaum im Vordergrund. Wesentliche Gründe dürften nach wie vor die Möglichkeit der Quersubventionierung der im Wettbewerb befindlichen Wertschöpfungsbereiche vertikal integrierter Unternehmen und die derzeit noch hohen Einnahmen aus der Transportdienstleistung sein. Bilanztechnische Gründe werden für die bisher nicht erfolgte Zusammenlegung ebenfalls angeführt. Neben Bewertungsproblemen (v.a. bei bereits abbeschriebenen Netzen) ist die Zusammenlegung der Netze mit der Auflösung von stillen Reserven verbunden.

Neben den Zusammenschlüssen und Kooperationen der Vertriebs- und Handelsbereiche ist es auch zur Zusammenführung des Erzeugungs-

bereiches (Wasser- und thermische Kraftwerke) der Stewag, der Steg und des Verbundes zur AHP und ATP gekommen. Vor der Liberalisierung war die Grundlage des Betriebs des Kraftwerkparks der so genannte thermohydraulische Verbund sowie die Koordinierungsverträge zwischen Verbund und Landesgesellschaften. Zielsetzung war ein möglichst effizienter Einsatz der hydraulischen und thermischen Kraftwerke in Österreich sowie die Absicherung der Landesgesellschaften mit der Belieferung von Strom. Durch die Zusammenführung der Erzeugungsbereiche der Stewag, der Steg und des Verbundes sowie die Steuerung des Kraftwerkparks der Energie Austria-Unternehmen sollen die Vorteile des Betriebs der beiden Erzeugungsmöglichkeiten genutzt werden.

Zwischen deutschen Unternehmen und der Tiwag (E.On), der VKW und den Vorarlberger Illwerken (jeweils EnBW) bestehen darüber hinaus bereits seit Jahrzehnten enge Vertragsbeziehungen im Erzeugungsbereich. Beide Unternehmen haben durch Speicherkraftwerke die Möglichkeit, elektrische Energie zu Spitzenlastzeiten zu hohen Preisen nach Deutschland zu verkaufen. Sie wahren jedoch ihre Eigenständigkeit und haben sich bisher weder mit einem österreichischen noch mit einem ausländischen Partner über die Lieferverträge hinaus zusammengeslossen. Zusätzlich zur traditionellen Orientierung nach Deutschland exportieren die - beiden Unternehmen elektrische Energie auch nach Italien und nutzen das höhere Preisniveau in den südlichen Nachbarländern.

Mit der Liberalisierung des Strommarktes wurden neben Vertriebsfirmen etablierter Unternehmen (u.a. switch, MyElectric) auch einige wenige unabhängige Marktteilnehmer tätig. Diese bieten meist über die Nische umweltfreundlicher Stromerzeugung elektrische Energie am Markt

an. Der Marktanteil der beiden Unternehmen oekostrom AG und Alpen Adria Energie AG ist jedoch sehr gering, was vor allem auf einen fehlenden Bekanntheitsgrad, die teilweise höheren Preise und eine geringe Wechselbereitschaft der Kleinkunden zurückzuführen ist.

Am Gasmarkt war der erste Anbieter im Haushaltskundenbereich MyElectric (Tochterunternehmen der Salzburg AG), die neben Strom nun auch im Gasbereich Endkunden beliefert. Neben MyElectric bieten mittlerweile auch die Kelag, Unsere Wasserkraft sowie die Erdgas Oberösterreich die Belieferung von kleineren Endkunden in der Regelzone Ost an. Mit Ausnahme der Erdgas Oberösterreich verfolgen die eingesessenen Unternehmen neben dem getrennten Verkauf von Strom und Gas auch Multi-Utility-Strategien (gemeinsamer Verkauf von Strom und Gas), was die Wechselbereitschaft verringert und für neue Unternehmen eine höhere Markteintrittsbarriere darstellt. Die Unternehmen der EnergieAllianz bieten bisher ausschließlich in ihren eigenen Netzbereichen an.

Tabelle 22 gibt einen Überblick über die größeren Zusammenschlüsse und Kooperationen im österreichischen Strom- und Gasmarkt. Neben den regionalen und überregionalen Zusammenschlüssen ist es in den letzten Jahren auch zu ausländischen Beteiligungen an österreichischen Unternehmen gekommen, wobei die Beteiligungen Minderheitsbeteiligungen darstellen.

Die Zahl der u.a. auch kleineren Unternehmen, deren Größe meist durch politische Einheiten bestimmt war, wurde durch Übernahmen und die Zusammenschlüsse deutlich verringert. Bei den Zusammenschlüssen werden meist nur Teilbereiche ausgegliedert und zusammengeführt. Dies bedeutet einerseits einen nicht so schwerwiegenden Verlust der Eigenständigkeit und an-

dererseits die Fortsetzung der Unternehmensführung durch Aufsichtsgremien und Vorstände. Synergiepotenziale werden somit meist auf untergeordneten Ebenen realisiert, und ein

radikaler Bruch im Management wird vermieden. Aus kommunalpolitischer Sicht sind Zusammenschlüsse bei Erhalt des Standorts und der Arbeitsplätze oft besser realisierbar.

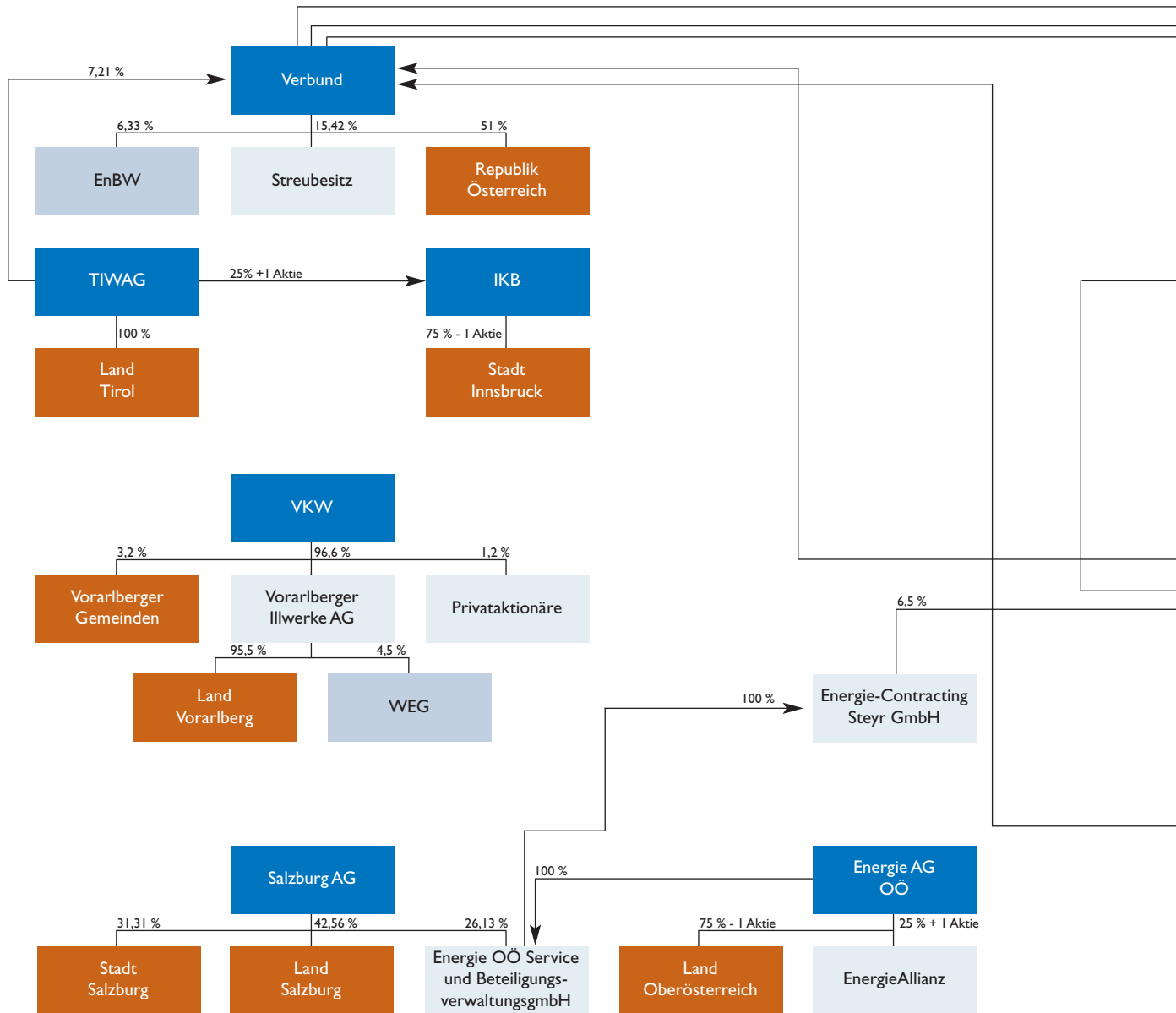
→ Übersicht – österreichische Zusammenschlüsse und Beteiligungen

Tabelle 22

beteiligte Unternehmen	neues Unternehmen	Zusammenschluss/ Beteiligung	Bereich	Ebene	Vertikale/ horizontale Integration
Salzburger Stadtwerke, SAFE	Salzburg AG	Zusammenschluss	Strom + Gas	Stadtwerk + Landesversorger	vertikale + horizontale Integration
Bewag/Begas, Energie AG, EVN, Linz AG, Wienstrom	EnergieAllianz	Kooperation auf Vertriebs- und Handelsebene	Strom + Gas	Stadtwerk + mehrere Landesversorger	horizontale Integration
Stadtwerke Kapfenberg, Kelag		Beteiligung (35 % an Stadtwerke Kapfenberg)	Strom + Gas	Stadtwerk + Landesversorger	vertikale + horizontale Integration
IKB, TIWAG		Beteiligung (25 % an IKB)	Strom + Gas	Stadtwerk + Landesversorger	vertikale + horizontale Integration
Steg, Stew eag	Stew eag-Steg GmbH	Zusammenschluss	Strom	regionaler Versorger + Landesversorger	horizontale Integration
EnergieAllianz, Verbund	Energie Austria	Zusammenschluss auf Vertriebs- und Handelsebene	Strom	Stadtwerk + mehrere Landesversorger + Verbundunternehmen	vertikale Integration
EnergieAllianz, OMV	Econgas	Zusammenschluss auf Vertriebs- und Handelsebene	Gas	Stadtwerk + mehrere Landesversorger + Vorlieferant	vertikale Integration

Quelle: E-Control

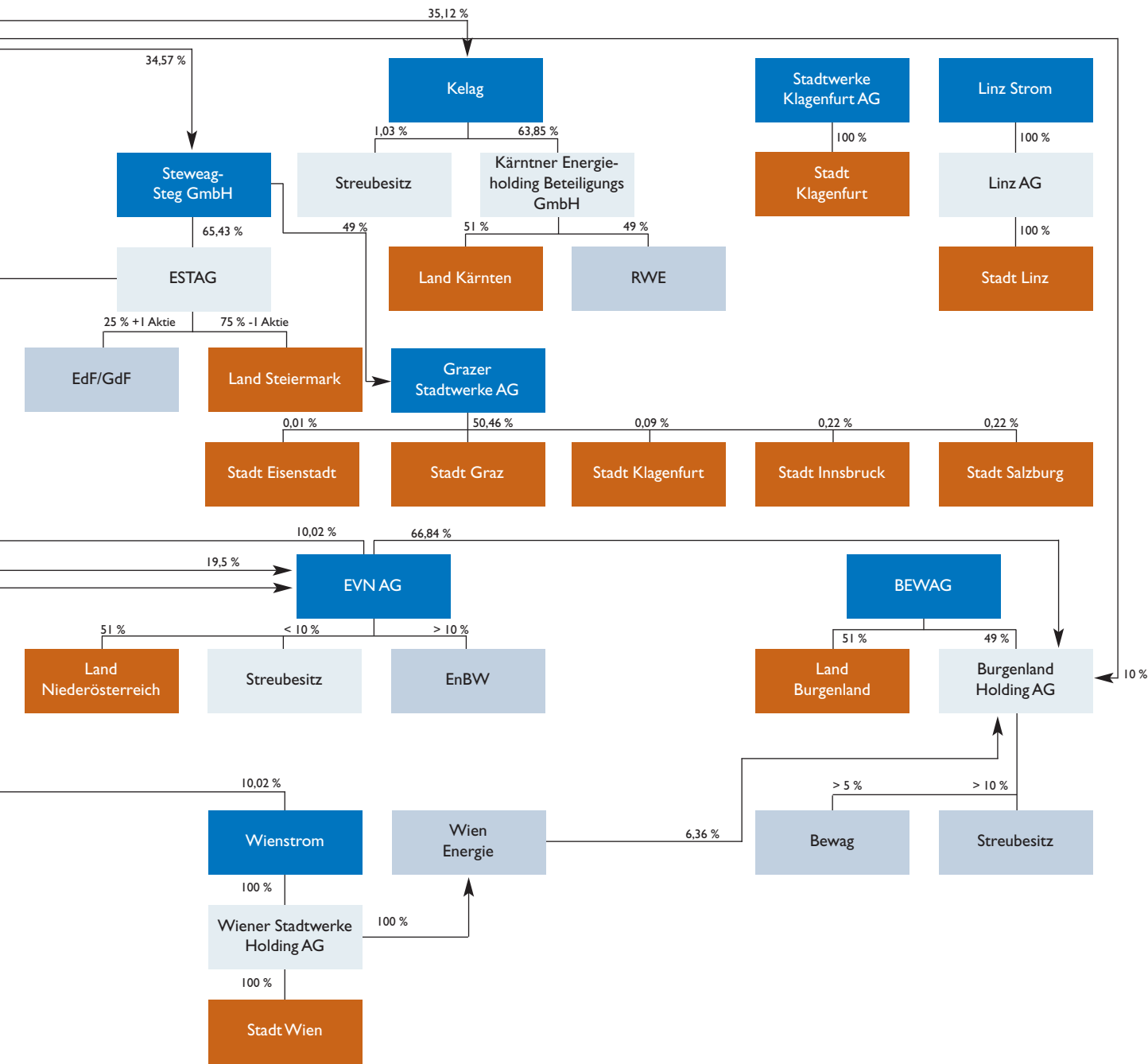
→ Eigentumsverhältnisse in der österreichischen Stromwirtschaft³⁹ – Endkundenmarkt



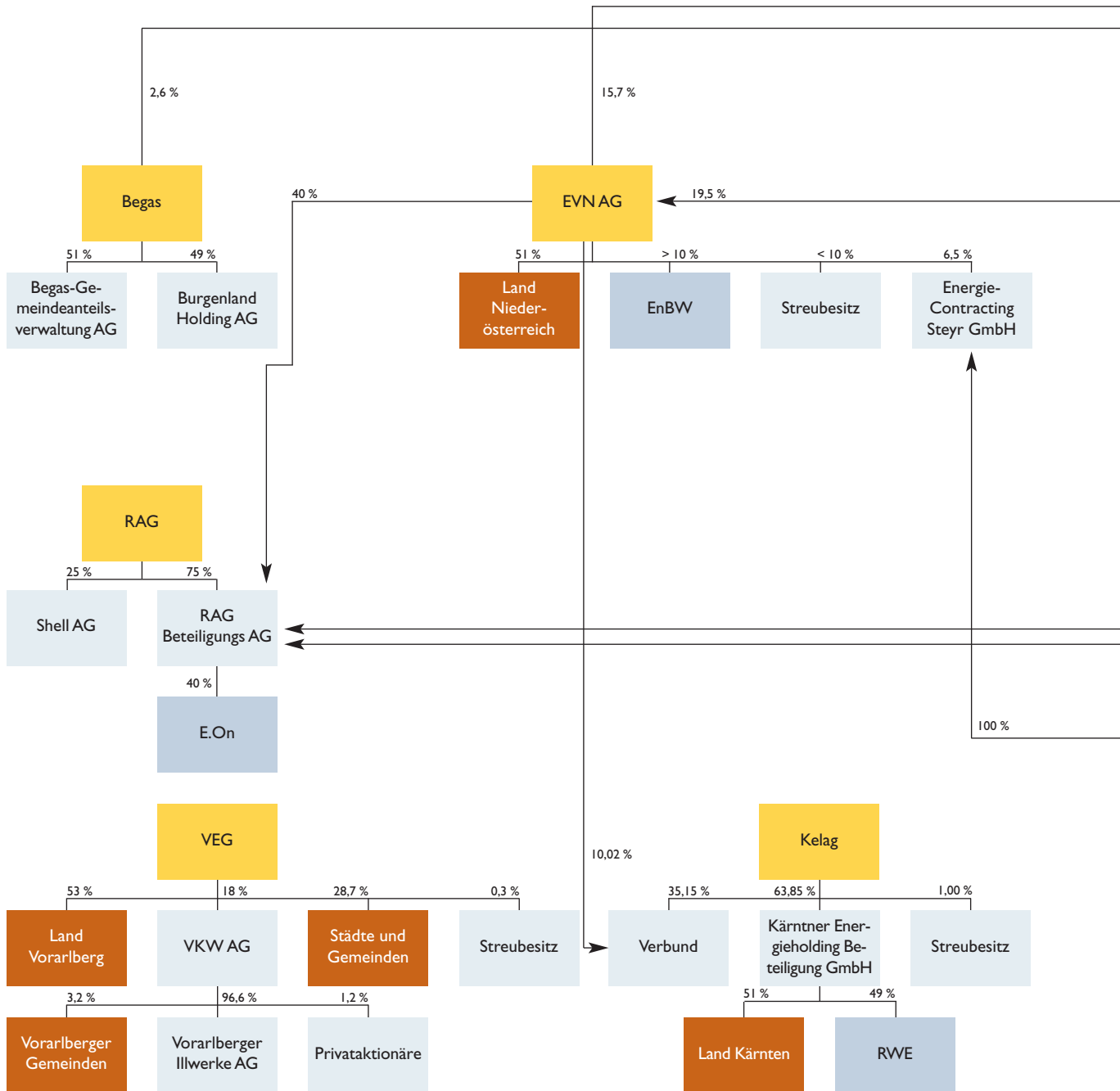
³⁹ Stand: 31. Juli 2003 (Im August 2003 erfolgte der Verkauf der Anteile der Energie Contracting Steyr GmbH an der EVN an die Raiffeisenlandesbank Oberösterreich)

Abbildung 14

■ Elektrizitätsunternehmen ■ ausländische Beteiligung ■ öffentliche Beteiligung



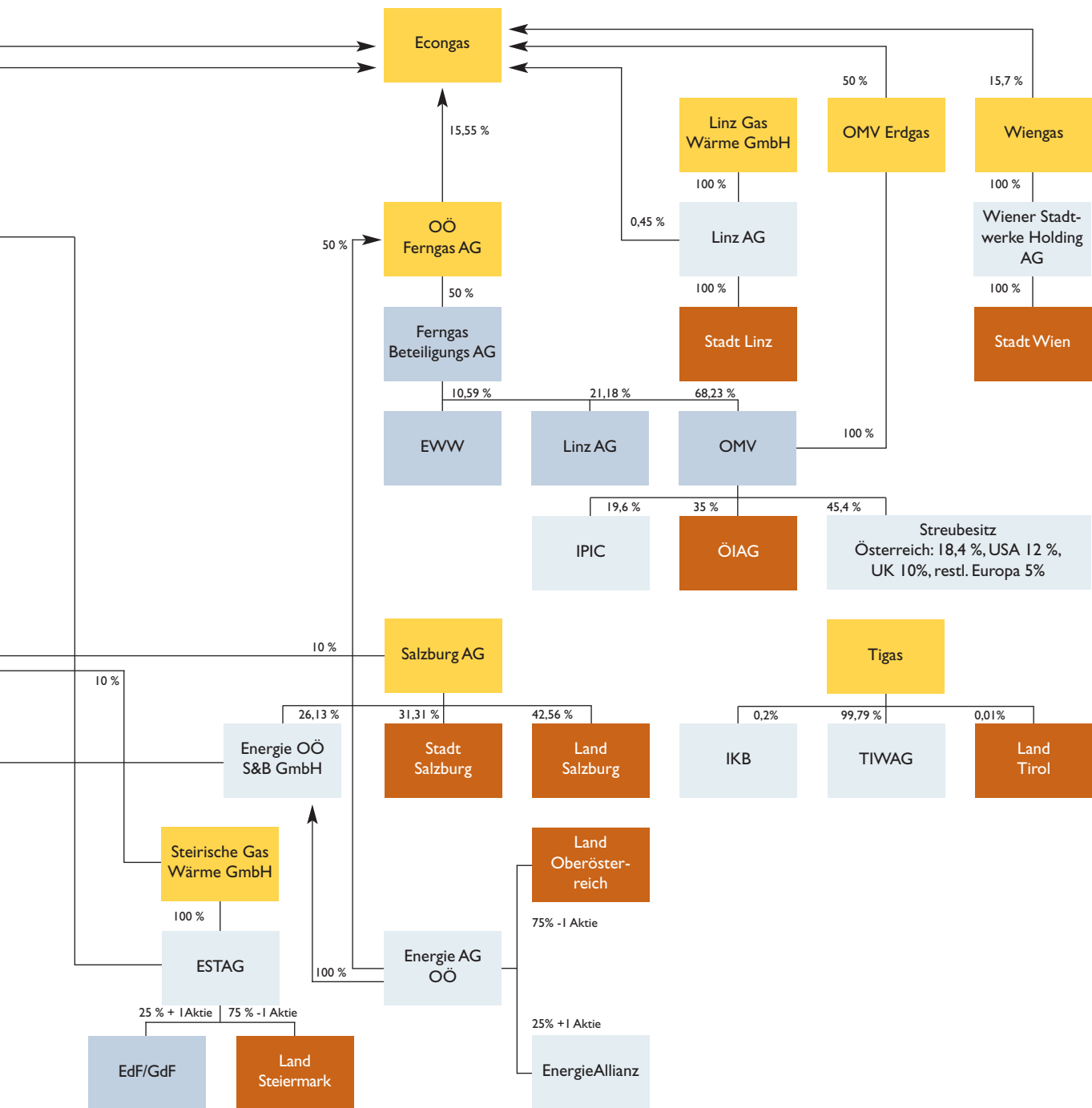
→ Eigentumsverhältnisse in der österreichischen Gaswirtschaft⁴⁰ – Endkundenmarkt



⁴⁰ Stand: 31. Juli 2003

Abbildung 15

■ Gasunternehmen ■ ausländische Beteiligung ■ öffentliche Beteiligung



→ Strategien der ausländischen Unternehmen

Im Vergleich zu ausländischen Anbietern können die Incumbents auf bestehende Strukturen zurückgreifen und haben durch die bisherige Energiepolitik gegenüber den neuen Marktteilnehmern Wettbewerbsvorteile. Am deutlichsten zeigt sich dies im Bereich der Erzeugung, da der Kraftwerkspark der großen Unternehmen meist bereits abgeschrieben ist und dadurch die Erzeugungskosten sehr niedrig sind.

Ein weiterer Grund für den vorwiegend inner-österreichischen Wettbewerb im Strom- und Gasmarkt liegt im niedrigen Energiepreis und den im Vergleich dazu nach wie vor hohen Netznutzungsgebühren. Weiters ist davon auszugehen, dass die Landesgesellschaften nach wie vor eine quasi-monopolistische Stellung haben. Tradition, Bekanntheit, Leistung und unvollständiges Unbundling zwischen Netz- und Vertriebsbereich führen dazu, dass auch nach fast zwei Jahren der vollständigen Marktöffnung die Local Player eine dominante Marktstellung in ihrem Versorgungsgebiet haben.

Schließlich kommen beim Markteintritt noch hohe spezifische Kosten für die Akquisition und Betreuung (u.a. Marketingkosten, Kosten für den Aufbau eigener Vertriebsstrukturen) hinzu. Vor allem im Kleinkundenbereich mit geringen Abnahmemengen je Kunden werden die Markteintrittskosten nur langfristig und bei einem gewissen Kundenstock amortisiert, da die Margen für den Energieteil bei Kleinabnehmern nicht sonderlich hoch sind. Auch der Aufbau einer eigenen Marke und die Erhöhung des Bekanntheitsgrades ist mit hohen, nicht wiederbringbaren Kosten verbunden.

Aufgrund der oben angeführten Argumente beliefert mit Ausnahme von EnBW kein ausländisches Unternehmen in Österreich Endkunden. Auch im Großkundenmarkt, der mit geringeren Markteintrittskosten verbunden ist, ist

bisher kein nachhaltiger Wettbewerb zu spüren. Ausländische Unternehmen bevorzugen die direkte Beteiligung an österreichischen Unternehmen. Dies lässt darauf schließen, dass der Markteintritt über ein bestehendes Unternehmen kostengünstiger erfolgen kann als der direkte Markteintritt. Zusätzlich können die ausländischen Unternehmen die Marktkenntnisse der österreichischen Incumbents nutzen, dessen Aneignung beim direkten Markteintritt ebenfalls erfolgen muss und mit Kosten verbunden ist.

Neben dem deutschen Energieunternehmen RWE (indirekte Beteiligung von rund 31 % an der Kelag) hält EdF bzw. deren Beteiligungsunternehmen EnBW Beteiligungen an verschiedenen österreichischen Stromunternehmen. So hält die EdF eine 25%ige Beteiligung an der Estag (Holdingunternehmen der Steweg-Steg GmbH), die EnBW zumindest 6 % am Verbund sowie nach einer Erhöhung der Anteile auch mehr als 10 % an der EVN AG. Hinzu kommt noch, dass die EdF über die Estag indirekt mit rund 20 % an der EVN AG beteiligt ist. Zu Beginn des nächsten Jahres plant auch die Energie AG Oberösterreich die Abgabe ihrer Anteile an der EVN AG, wobei auch hier die Estag, wie auch beim Verkauf der Verbund-Anteile, ein Vorkaufsrecht hat. Somit könnte die EdF den durch ihre Beteiligungsunternehmen gehaltenen Anteil an der EVN AG auf mehr als 35 % erhöhen. Im Juli 2003 hat jedoch die Energie AG Oberösterreich ihren 6,5 %-Anteil an der börsennotierten EVN AG in die E-Contracting Steyr GmbH (100%iges Tochterunternehmen der Energie Oberösterreich Service und BeteiligungsgmbH, die wiederum im 100%igen Eigentum der Energie AG steht) übertragen. Dies könnte dafür sprechen, dass die Anteile an der EVN AG zumindest kurzfristig nicht veräußert, sondern weiterhin von der Energie AG über die Energie-Contracting Steyr GmbH verwaltet werden sollen.

Im Gasbereich entwickelt sich der Wettbewerb über alle Kundensegmente nur langsam, wobei

auch hier von einem *österreichischen* Markt gesprochen werden kann. Neben den österreichischen Anbietern beliefert ausschließlich Ruhrgas Austria als Tochterunternehmen von Ruhrgas Deutschland Endkunden in Österreich, wobei die Kunden bereits vor der Liberalisierung des österreichischen Gasmarktes akquiriert wurden. Zur Stärkung der Marktposition plant die Ruhrgas Austria eine gemeinsame Großkun-

dengesellschaft (Kunden mit einer jährlichen Abnahmemenge von mehr als 500.000 m³) mit der Salzburg AG. Die Salzburg AG wird ihre Großkunden in die gemeinsame Gesellschaft einbringen und mit 24,9 % beteiligt sein.⁴¹ Im Gespräch stand auch eine Kooperation im Kleinkundenbereich von MyElectric, was jedoch aufgrund der geringen Rentabilität im Kleinkundengeschäft nicht umgesetzt wurde.

→ Die österreichischen Energielösungen

Kasten 5

Die europäischen Energiemärkte befinden sich auf dem Weg in einen gemeinsamen Binnenmarkt, dessen Vollendung insbesondere wegen der fehlenden transeuropäischen Netze erst mittelfristig erfolgen wird. Während dieser Übergangsphase haben die Mitgliedstaaten wirtschaftspolitische Entscheidungen zu treffen, die eine Gratwanderung zwischen voneinander abweichenden wettbewerbs- und industriepolitischen, aber auch mit Eigentum verbundene Zielvorgaben darstellt.

Die Mitgliedstaaten entscheiden entsprechend dem vorgegebenen Rahmen der EU-Binnenmarktlinie über die Form und Geschwindigkeit der Umsetzung der Liberalisierung im Gas- und Strommarkt. Gleichzeitig werden aber auch strategische Entscheidungen getroffen, um das Überleben der heimischen Energieunternehmen in einem großen europäischen Markt zu sichern. Der erfolgreiche Weiterbestand der Unternehmen ist für die jeweiligen Regierungen nicht nur aus industriepolitischer Sicht, sondern zumeist auch in ihrer Rolle als Eigentümer von Interesse. Diese Entscheidungen führen zu unterschiedlichen Aktivitäten. Eine erfolgreiche Umsetzung des Liberalisierungsziels ist von Maßnahmen zur Stärkung der Wettbewerbskräfte geprägt. Die Überlebenschancen eines Unternehmens steigen – neben anderen Strategien – mit der Realisierung von Größen- und Verbundvorteilen, mittels Unternehmenszusammenschlüssen.

Die im europäischen Vergleich geringe Betriebsgröße der österreichischen Elektrizitäts- und Gasunternehmen sowie das zumindest im Strombereich verfassungsrechtlich festgeschriebene Mehrheitseigentum der öffentlichen Hand schränken den Aktionsrahmen der Unternehmen ein und stellen in einem integrierten und liberalisierten europäischen Markt einen Nachteil dar. Mit den Zusammenschlüssen der österreichischen Unternehmen zur Energie Austria in der Stromwirtschaft und der Ecomgas in der Gaswirtschaft wurde der strategische Weg eingeschlagen, Größen- und Verbundvorteile der Unternehmen zu erhalten, um international konkurrenzfähig zu werden. Damit wurden „Nationale Champions“ gegründet, die sich sowohl auf dem nationalen Markt, vor allem gegen ausländische Unternehmen, als auch auf internationalen Märkten behaupten sollen. Abgesehen vom Großhandelsmarkt und eventuell einigen sehr großen Abnehmern werden auch von der EU-Kommission die Grenzen der Energiemärkte nach wie vor national gezogen. Durch den Zusammenschluss zur Energie Austria bzw. Ecomgas kommt es zu jeweils einem dominanten Player am österreichischen Strommarkt bzw. österreichischen Gasmarkt, die vollständig von der Erzeugung bis zum Vertrieb vertikal integriert sind. Die Marktanteile in nahezu allen sachlichen Märkten liegen deutlich über 50 %. Die Gründung eines nationalen Champions, um die internationale Wettbewerbsfähigkeit zu verbessern und die Unternehmen vor ausländischen Übernah-

⁴¹ Der Zusammenschluss wurde bereits beim Kartellgericht zur Überprüfung eingereicht. Die Genehmigung des Zusammenschlusses lag zu Redaktionsschluss noch nicht vor.

men zu sichern, ist nur bedingt zielführend, denn sowohl in Österreich als auch international schafft ausschließlich der Wettbewerb Wettbewerbsvorteile für Unternehmen. Wie auch einige Studien zeigen (Porter: *The Competitive Advantage of Nations*, 1990), führt Wettbewerb am heimischen Markt zwischen einer Mehrzahl von (inländischen) Unternehmen zu internationalen Wettbewerbsvorteilen dieser Unternehmen. Ein nationaler Champion kann hingegen über höhere Preise durch die Monopolstellung am heimischen Markt die internationale Expansion subventionieren. Dabei kommt es am heimischen Markt zu einer Wohlstandsverschiebung zwischen Endkunden und Unternehmen.

Die Zusammenschlüsse begründen – zumindest temporär bis zur Vollendung des europäischen Binnenmarktes – eine marktbeherrschende Stellung der beteiligten Unternehmen. Die Zielsetzung der Liberalisierung, nämlich die disziplinierende Wirkung der Marktkräfte zu installieren, um die Effizienz und

damit auch die Wettbewerbsfähigkeit der Energieunternehmen langfristig zu erhöhen, wird damit aufgeweicht. Als Arbeitstitel für die Zusammenschlüsse wurden „Österreichische Stromlösung“ und „Österreichische Gaslösung“ verwendet. Mittelfristige Ziele der Industriepolitik und Eigentumsinteressen wurden vor jenen der Wettbewerbspolitik und Liberalisierung gestellt. Dies löst für die Energieunternehmen Österreichs nicht das Problem, sondern verschiebt es, sich letztlich dem Wettbewerb stellen zu müssen. Ob die Auflagen in den Zusammenschlussverfahren sichern können, dass trotz Marktdominanz in beiden Märkten der Wettbewerb und somit auch die Liberalisierung nicht gefährdet ist, bleibt abzuwarten. Klar ist, dass langfristig der Industrie- und Wettbewerbspolitik als auch den Eigentümern gedient wird, wenn nicht durch Abschottung von Märkten, sondern durch Disziplinierung der Wettbewerbskräfte überlebensfähige Unternehmen geschaffen werden.

Energie Austria – „Österreichische Stromlösung“

Vorhaben

Bei dem unter dem Schlagwort „Österreichische Stromlösung“ oder kurz „ÖSL“ bekannten Zusammenschlussverfahren handelt es sich um einen Zusammenschluss von Unternehmensteilbereichen des Verbundes und der Mutterunternehmen der EnergieAllianz, das sind die EVN AG, Wien Energie GmbH, Energie AG Oberösterreich, BEWAG und Linz AG.

Ziel des Vorhabens ist die Gründung von zwei Gemeinschaftsunternehmen (siehe Abb. 17):

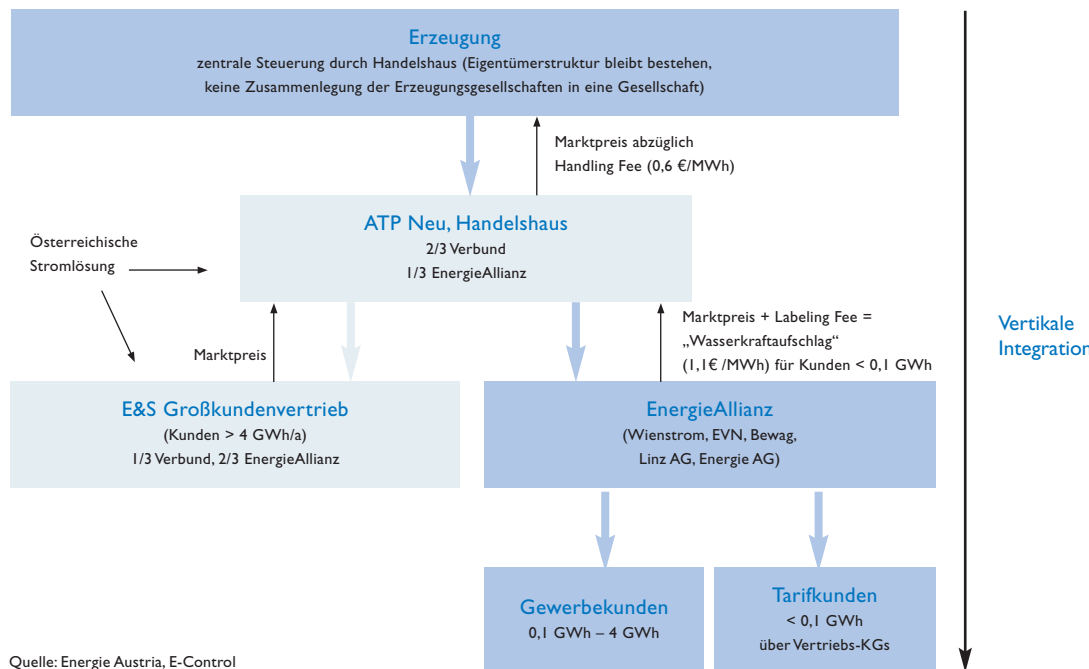
→ Einerseits soll die e&t Energie Handelsgesellschaft mbH mit der Verbund-Austrian Power Trading AG (APT) zur „APT neu“ fusioniert werden, an welcher der Verbund einen 2/3-Anteil, die EnergieAllianz-Unternehmen den restlichen 1/3-Anteil

halten sollen. APT neu übernimmt innerhalb der Partnerschaft exklusiv die gesamte Energiemenge der Produktionseinheiten und beliefert exklusiv alle Vertriebsorganisationen. Die zentrale Optimierung des Kraftwerkseinsatzes erfolgt ebenfalls durch die neue Handelsgesellschaft. Sie ist damit die zentrale Drehscheibe und steuert den internen Marktplatz.

→ Andererseits soll das Großkundengeschäft der Energieallianz Austria GmbH und jenes der Verbund-Austrian Power Vertriebs GmbH (Verbund-APC) in eine gemeinsame Großkundengesellschaft („e&s neu“) verschmolzen werden. Diese Großkundenvertriebsgesellschaft soll das Marktsegment der Großkunden ab einem Strombedarf von 4 GWh pro Jahr betreuen. An der e&s neu soll die EnergieAllianz mit 2/3 beteiligt sein und der Verbund die restlichen Anteile halten.

→ Übersicht Energie Austria

Abbildung 16



Quelle: Energie Austria, E-Control

Mit dem gemeinsamen Unternehmen Energie Austria soll neben der Verbesserung der Versorgungssicherheit vor allem die internationale Wettbewerbsfähigkeit gesteigert werden. Weiters soll der Zusammenschluss die Wettbewerbsfähigkeit am heimischen Markt stärken.

Verfahren

Der Zusammenschluss zur ÖSL wurde am 20. Dezember 2002 bei der Europäischen Kommission angemeldet.⁴² Diese war für die Prüfung des Zusammenschlusses deshalb zuständig, weil die Umsatzschwellen der Fusionskontrollverordnung überschritten wurden und der Verbund im relevanten Referenzjahr 2001 mehr als ein Drittel seines gemeinschaftsweiten Gesamtumsatzes außerhalb Österreichs erwirtschaftet hat. Da die Europäische Kommission aufgrund der Ergebnisse der ersten Prüfungsphase ernsthafte Bedenken hinsichtlich der Vereinbarkeit

des Zusammenschlusses mit dem Gemeinsamen Markt hatte, leitete sie am 4. Februar 2003 das vertiefte Prüfverfahren (so genannte Phase II) ein. Um die Bedenken der Europäischen Kommission, die durch die Ermittlungen in Phase II noch verstärkt wurden, zu zerstreuen, haben die Anmelder Zusagen angeboten. Aufgrund der angebotenen Zusagen hat die Europäische Kommission das Vorhaben schließlich am 11. Juni 2003 genehmigt.

Verpflichtungszusagen

Die von den Anmeldern gemachten Zusagen stellen sich im Wesentlichen wie folgt dar:

→ Der Verbund muss seinen 55 %-Anteil an der Verbund-APC an einen unabhängigen Dritten veräußern. Zusätzlich wird die ATP neu der Verbund-APC einen Strombezugsvertrag über 3 TWh jährlich zu den gleichen Bezugsbedin-

⁴² Sache Nr. COMP/M.2947

gungen wie jene der ÖSL-Unternehmen zur Verfügung stellen. Die Energie Steiermark AG, die ein Vorkaufsrecht für die Anteile des Verbundes in der Verbund-APC hat, gilt nicht als unabhängiger Dritter im Sinne dieser Zusage. Erst nach erfolgter Veräußerung und Zustimmung der Europäischen Kommission zum Käufer des Verbundanteiles darf der Zusammenschluss zur Österreichischen Stromlösung vollzogen werden.

→ Weiters wird der Verbund seine noch gehaltenen Anteile an MyElectric und an Unsere Wasserkraft (jeweils 20 %) veräußern.

→ Der Verbund verzichtet darüber hinaus vorübergehend auf die Ausübung wesentlicher Einflussrechte bei der Steweag-Steg und wird dauerhaft seine Mitglieder aus dem Lenkungsausschuss der Steweag-Steg zurückziehen.

→ Die Energie AG Oberösterreich verzichtet bis Ende 2007 auf die Ausübung ihrer Stimmrechte bei der Salzburg AG, wobei die Stimmrechte für diese Zeit einem unabhängigen, von der Europäischen Kommission zu genehmigenden Treuhänder übertragen werden.

→ Der Verbund verpflichtet sich zum innerösterreichischen Netzausbau und zum Ausbau der Interkonnektoren nach Italien und Slowenien unmittelbar nach Vorliegen der dafür notwendigen Genehmigungen.

→ Im Hinblick auf die Versorgung von Kleinkunden wurde die Zusage gegeben, dass Elektrizitätslieferungen im Umfang von insgesamt 450 GWh jährlich (davon 50 % aus Wasserkraft) in Form von nach dem Verbrauchsprofil österreichischer Kleinverbraucher strukturierter Produkte bis Juli 2008 in regelmäßigen Abständen auktioniert werden.

→ Im Bereich der Ausgleichsenergie haben sich die Anmelder dazu verpflichtet, eine Mindestleistung an Ausgleichsenergie in jedem Zeitintervall zur Verfügung zu stellen, wobei der

Preis für diese Mindestleistung pro Zeitintervall gedeckelt ist. Diese Zusage besteht so lange, bis ein funktionierender Ausgleichsenergiemarkt über die Grenzen der Regelzone Ost hinweg vorliegt.

→ Großkunden der Parteien erhalten bei ihrer Übernahme in die neue Großkundengesellschaft ein einseitiges vorzeitiges Kündigungsrecht.

Wie die EU-Kommission festgestellt hat, kommt es zu einem deutlichen Anstieg der Konzentration im österreichischen Strommarkt (siehe auch Kapitel „Konzentration im Strommarkt“). Ob und inwieweit die Auflagen der EU-Kommission die marktbeherrschende Stellung tatsächlich einschränken können, ist noch nicht abzuschätzen und bleibt abzuwarten. Jedoch ist zu erwarten, dass ohne neue ausländische Mitbewerber die Wettbewerbsintensität weiterhin niedrig bleiben wird. Voraussetzung für die Umsetzung des Vorhabens ist der Verkauf des Verbundanteils der APC oder alternativ, wenn dies nicht möglich sein sollte, die Abgabe von Großkunden im Größenausmaß der APC (rund 3 TWh) an ein drittes Unternehmen. Bei den niedrigen Strompreisen im Markt für Großabnehmer bleibt jedoch abzuwarten, ob sich ein Käufer findet, der die österreichischen Großabnehmer beliefern möchte.

Die Synergieeffekte des Zusammenschlusses werden laut den beteiligten Unternehmen rund € 80 Mio. betragen. Aufgrund der Marktdominanz der Energie Austria bleibt jedoch abzuwarten, inwieweit diese Synergieeffekte auch an die Endkunden weitergegeben werden, da bei geringer Wettbewerbsintensität der Anreiz bzw. Druck dazu fehlt. Da der Zusammenschluss politisch initiiert war, bleibt auch abzuwarten, ob von dieser Seite Forderungen an die Energie Austria gestellt werden, die Endkunden an den Synergieeffekten teilhaben zu lassen. Abhängig ist dies vor allem von der Zielsetzung der wirtschaftspolitisch Verantwortlichen.

Econgas – „Österreichische Gaslösung“

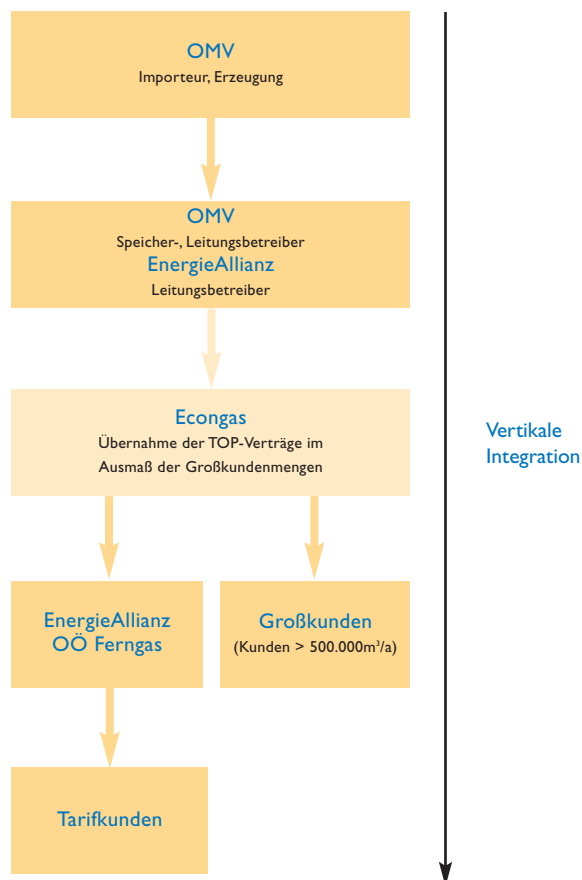
Bereits 2002 kam es zur Gründung der Econgas (Österreichische Gaslösung), die als Pendant zur Energie Austria im Gassektor gesehen werden kann. Gemeinsam mit der OMV Erdgas GmbH haben die Unternehmen der EnergieAllianz (Partner des Verbundes bei der Energie Austria) im Juni 2002 die Gründung der Econgas angemeldet. Die Econgas übernimmt das Großkundengeschäft der beteiligten Unternehmen (Kunden mit einer jährlichen Abnahmemenge von mind. 500.000 m³). Die Landesgesellschaften übertragen ihre TOP-Verträge an die Econgas, die das Abnahmerisiko der Erdgasmengen für Großkunden tragen wird. Das Abnahmerisiko sowie die Belieferung von Kunden mit weniger als 500.000 m³ Jahresverbrauch verbleibt weiterhin bei den Landesgesellschaften. Da die Unternehmen in Österreich eine dominante Marktposition einnehmen (Marktanteile > 50 %), haben die Bundeswettbewerbsbehörde, der Bundeskartellanwalt sowie die Arbeiterkammer einen Prüfungsantrag gestellt. Dieser wurde nach Einigung über ein Paket von Zusagen zur Förderung und Sicherung des Wettbewerbs zurückgezogen. Zentrale Auflagenpunkte sind:

- Möglichkeit der Kündigung von TOP-Mengen durch die nicht an der Econgas beteiligten Landesversorger,
- Gas-Release-Programm,
- die nicht diskriminierende Auflösung des Speicherpools,
- Verschärfung der Unbundlingvorschriften sowie zusätzliche Transparenzkriterien.

Die Vertragsbeziehungen (TOP-Verträge) zwischen den anderen Gasunternehmen und der OMV bleiben weiterhin bestehen. Dieser Bereich wurde von nicht beteiligten Gasunternehmen kritisiert, da die OMV nunmehr sowohl als Konkurrent als auch als Vorlieferant tätig ist und somit über sensible Daten (Vertragsgestaltung, Preise) der Mitbewerber verfügt.

→ Übersicht Econgas

Abbildung 17



Quelle: E-Control

→ Werbeaktivitäten der österreichischen Strom- und Gasunternehmen

Die Zielsetzung von Werbeaktivitäten ist es u.a., sich von Konkurrenzprodukten zu differenzieren und Kunden an das eigene Produkt zu binden. Über diese Produktdifferenzierung wirkt Werbung als Markteintrittsbarriere und erhöht dadurch die Marktkonzentration. Ein potenzieller Wettbewerber muss höhere Werbeaufwendungen tätigen, um sich am Markt zu etablieren und Kunden durch die Änderung der

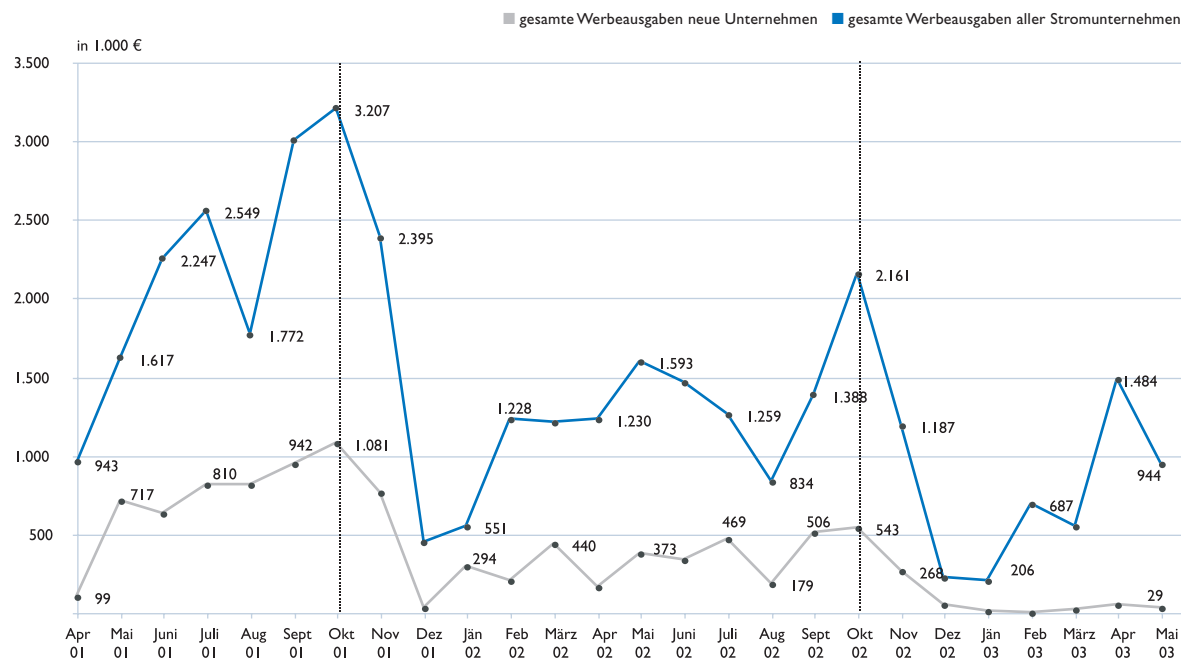
Käuferpräferenzen von seinem Produkt zu überzeugen, als die Incumbents, die bereits Marke, Bekanntheitsgrad und Image aufgebaut haben. Die Imagepflege kann leichter und kostengünstiger verfolgt werden als der Aufbau einer neuen Marke.

Die heimischen Unternehmen haben in ihren ehemaligen Versorgungsgebieten einen hohen Bekanntheitsgrad. Die Kunden sind mit ihrem Lieferanten zufrieden, was auch Umfrageergebnisse (OGM-Umfrage) bestätigen. Hinzu kommen noch Werbeaktivitäten der Incumbents, die dadurch ihre Marktposition weiter stärken. Um erfolgreich in den Markt einsteigen und Kunden gewinnen zu können, müssen neue Marktteilnehmer neben günstigeren Angeboten vor allem den Bekanntheitsgrad steigern, was nur mit hohen Marketingaufwendungen verbunden ist, die Sunk Costs darstellen. Damit Unternehmen diese Kosten decken können, muss ein nicht unbedeutlicher Kundenstock aufgebaut werden, was bei der bisher geringen Wechselrate bzw.

-bereitschaft sowie geringen Margen nur längerfristig möglich ist. Sollte das Vorhaben, in den Markt erfolgreich einzudringen, nicht gelingen, sind diese Kosten nicht wieder einbringbar (= versunkene Kosten).

Die Gesamtentwicklung der Werbeausgaben der Stromunternehmen zeigt deutlich verstärkte Werbeaktivitäten zu Beginn der Strommarktliberalisierung (Abbildung 18) als auch zum Zeitpunkt der Gasmarktliberalisierung. Die Entwicklung der Werbeausgaben der neuen Anbieter (unabhängige Unternehmen wie auch Vertriebsunternehmen von Incumbents) verläuft ähnlich, wobei nach der Liberalisierung des Strommarktes die Werbeintensität im Vergleich zur Gesamtentwicklung geringer ist und in den letzten Monaten gegen Null tendiert. Während zu Beginn der Marktöffnung eine Vielzahl von Unternehmen aktiv am Strommarkt präsent war, reduzierten sich nicht nur die gesamten Werbeausgaben, sondern auch die Anzahl der Unternehmen, die über verschiedene Medien

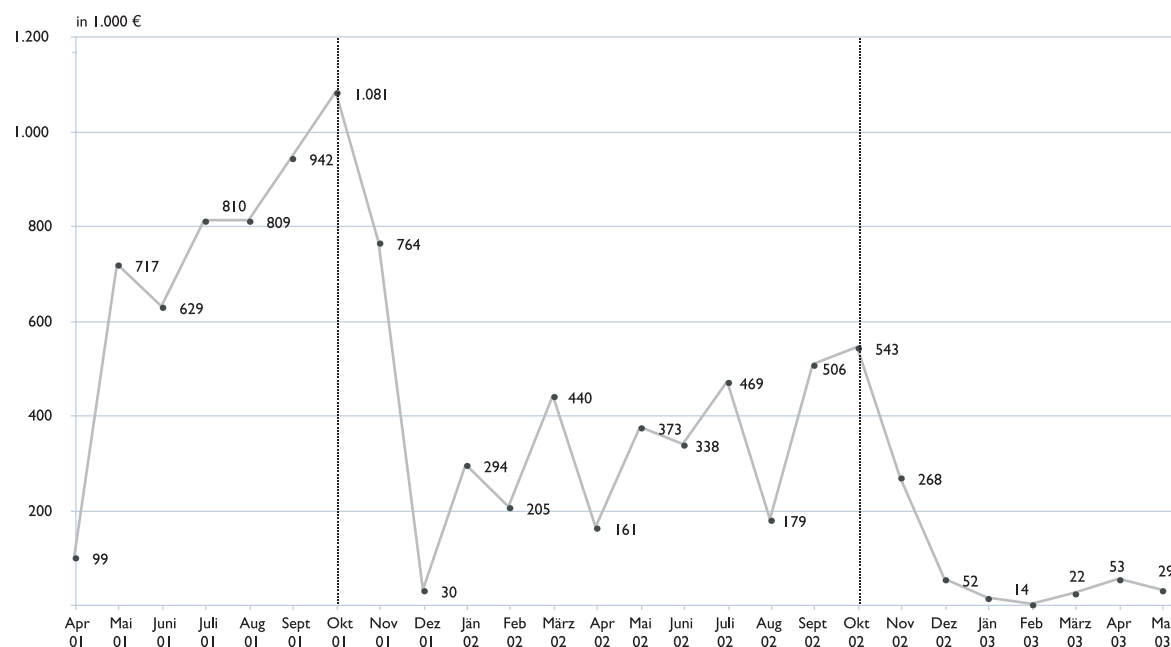
→ **Gesamte Werbeaktivitäten der Stromanbieter und der neuen Anbieter** Abbildung 18



Quelle: Media Focus, E-Control

→ Werbeaktivitäten der neuen Anbieter

Abbildung 19



Quelle: Media Focus, E-Control

ihr Unternehmen beworben haben. So konzentrierten sich die im ersten Halbjahr 2003 wieder leicht gestiegenen gesamten Werbeausgaben auf wenige Unternehmen.

Die Werbeaktivitäten der neuen Marktteilnehmer (siehe Abbildung 19) konzentrierten sich vor allem auf den Zeitraum kurz vor der Liberalisierung bis zur vollständigen Öffnung des Strommarktes. Danach verringerten sich die Werbeausgaben deutlich und stiegen erst wieder vor der Liberalisierung des Gasmarktes an. Es ist anzunehmen, dass die Unternehmen einerseits die Aktualität der Öffnung des Gasmarktes und das damit verbundene allgemeine Interesse als Anlass zu verstärkter Präsenz genutzt haben sowie dass einige Vertriebsgesellschaften nach Strom auch Erdgas anbieten und deshalb ihre Werbeaktivitäten intensiviert haben. Eine Zuordnung der Werbekosten zu Strom und Gas war bei den neuen Anbietern nicht möglich. Seit der Öffnung des Gasmarktes ist jedoch ein

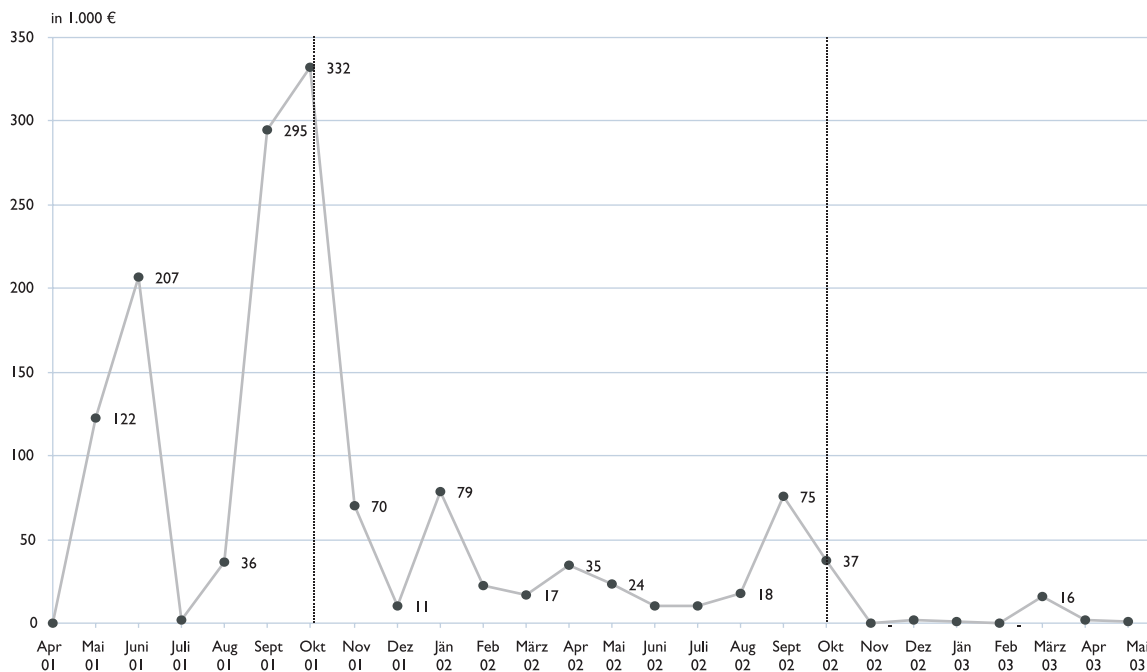
deutlicher Rückgang der Werbeausgaben zu beobachten. Ab diesem Zeitpunkt haben die neuen Lieferanten verstärkt versucht, über Haustürgeschäfte Kunden anzusprechen.

Betrachtet man ausschließlich die neuen Marktteilnehmer (ohne Vertriebsgesellschaften der etablierten Unternehmen wie z.B. MyElectric, switch, vgl. Abbildung 20) ist noch deutlicher zu sehen, dass die Unternehmen vor allem in den Monaten vor der vollständigen Strommarktliberalisierung aktiv am Markt aufgetreten sind. Die Werbeintensität hat jedoch bereits nach der vollständigen Liberalisierung nachgelassen. Zu beobachten ist – wie auch bei der Gesamtentwicklung der Werbeausgaben –, dass die Werbeausgaben der Neuanbieter vor der Liberalisierung des Gasmarktes wieder gestiegen sind.

Der Vergleich der Werbeausgaben im Strom- und Gasmarkt zeigt, dass die Werbeaktivitäten im Strommarkt deutlich intensiver sind und u.a.

→ Werbeaktivitäten der neuen Anbieter (ohne Vertriebsgesellschaften der ehemaligen Landesversorgungsunternehmen)

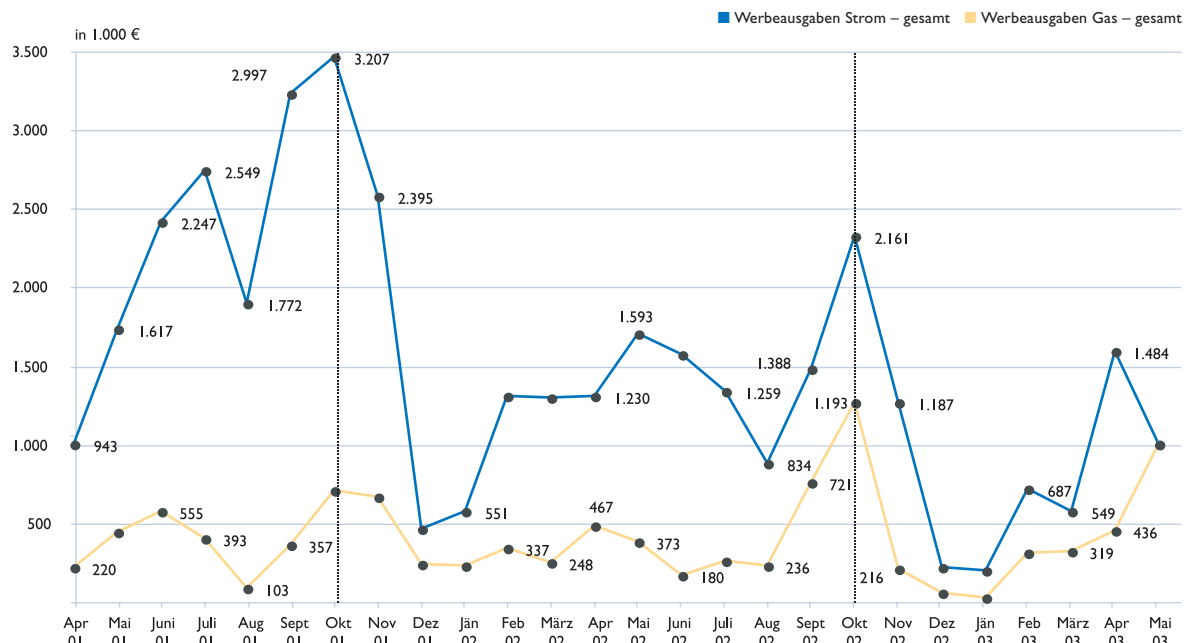
Abbildung 20



Quelle: Media Focus, E-Control

→ Werbeaktivitäten im Strom- und Gasmarkt

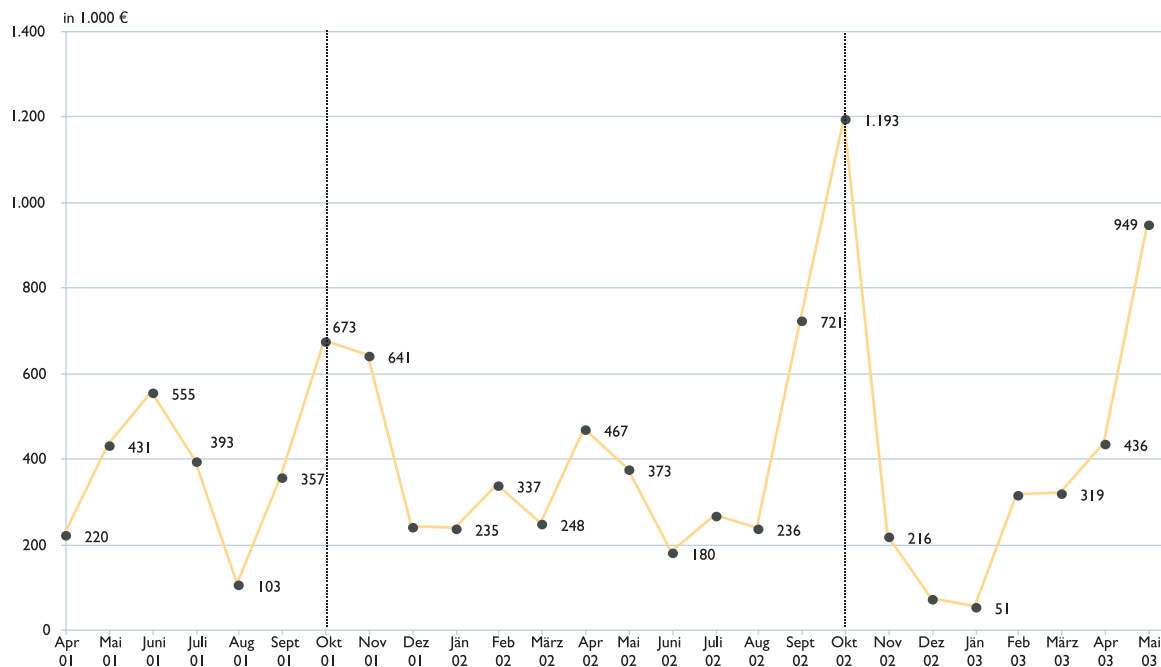
Abbildung 21



Quelle: Media Focus, E-Control

→ Gesamte Werbeaktivitäten der Gasanbieter

Abbildung 22



Quelle: Media Focus, E-Control

auch aufgrund der um ein Jahr früheren Liberalisierung des Marktes eher beginnen. Der Vergleich zeigt jedoch auch, dass seit Beginn des Jahres 2002 der Verlauf der beiden Kurven zwar auf einem unterschiedlichen Niveau stattfindet, jedoch ähnlich ist. Dies mag u.a. darauf zurückzuführen sein, dass die Unternehmen meist in beiden Märkten (u.a. durch Schwestergesellschaften) tätig sind und versuchen, Synergien zu nutzen.

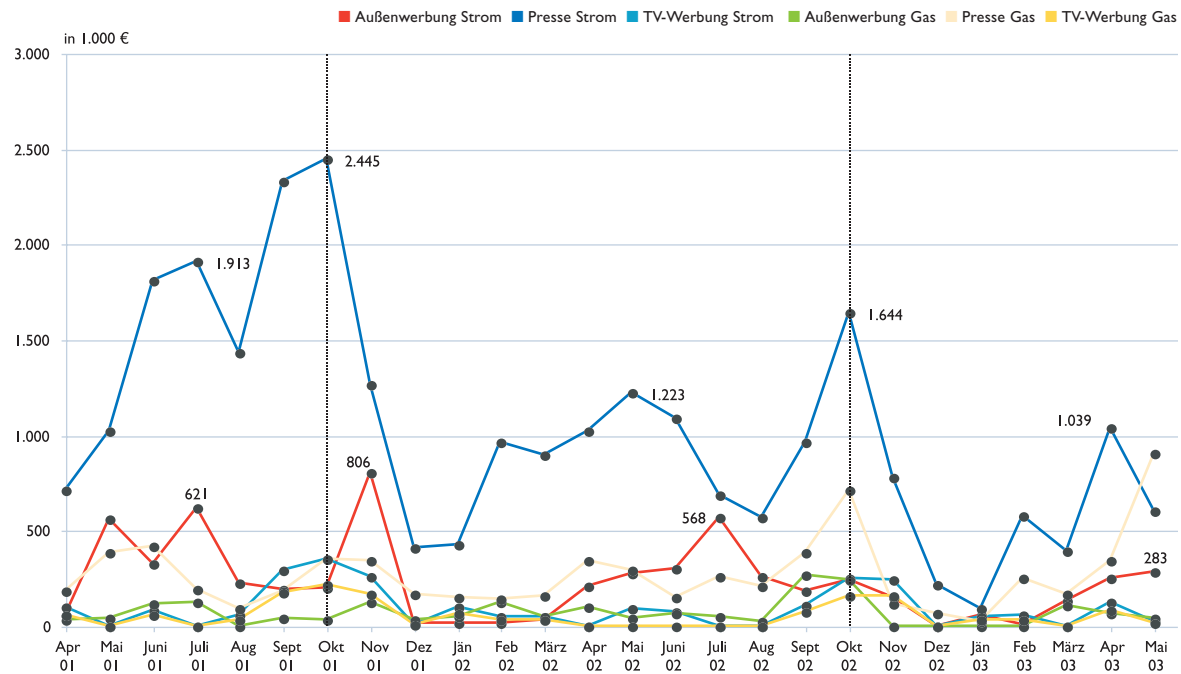
Die Entwicklung der Werbeaktivitäten im Gasmarkt zeigt deutlich, dass – wie auch bei der Liberalisierung des Strommarktes – die Werbeaktivitäten erst zum Zeitpunkt der vollständigen Marktöffnung intensiver geworden sind. Wie im Strommarkt haben die Erdgasunternehmen bereits zur Strommarktliberalisierung ihre Werbeaktivitäten erhöht. Nicht nur das Werbevolumen, wie Abbildung 22 zeigt, sondern auch die Zahl der werbenden Unternehmen ist angestie-

gen. Bis zur vollständigen Marktöffnung konzentrieren sich die Werbeaktivitäten auf wenige Unternehmen, und erst im Herbst 2002 hat sich die Summe der Werbeausgaben wie auch die Zahl der werbenden Unternehmen wieder erhöht. Die Werbeausgaben gehen nach dem 1. Oktober 2002 deutlich zurück und sind erst wieder ab dem zweiten Quartal 2003 gestiegen, konzentrieren sich jedoch auf einige wenige Unternehmen.

Ein Vergleich der eingesetzten Medien (TV, Presse, Außenwerbung) zeigt, dass sowohl im Strom- als auch im Gasmarkt die Unternehmen vorwiegend Tageszeitungen, Wochen- und Fachzeitschriften zu Werbezwecken nutzen. Im Zeitablauf betrachtet, werden die Medien Außenwerbung (u.a. Plakate) sowie TV-Werbungen im Zeitraum um den 1. Oktober 2001 bzw. 1. Oktober 2002 verstärkt eingesetzt, wobei die Außenwerbung über den restlichen Zeitraum

→ Werbeaktivitäten im Strom- und Gasmarkt nach Medium

Abbildung 23



Quelle: Media Focus, E-Control

konstant zur Werbung eingesetzt wird. TV-Werbungen werden nur von wenigen Unternehmen zu Werbezwecken eingesetzt, während es bei der Außenwerbung und vor allem bei der Presse eine breite Streuung gibt.

→ Haustürgeschäfte

Bei den oben dargestellten Werbeausgaben ist die Kundengewinnung durch Haustürgeschäfte nicht berücksichtigt. Diese direkte Art der Kundengewinnung wurde/wird vor allem von den neuen Vertriebsunternehmen (u.a. MyElectric, switch) verfolgt. Aufgrund des geringen Informationsgrades der Konsumenten führt eine persönliche Beratung von Endkunden eher dazu, Kunden zu gewinnen bzw. abzuwerben, als die anonyme Ansprache über verschiedene Medien.

Durch Pressemeldungen der Incumbents, die durch diese Tätigkeiten Kunden verloren haben, wurden Haustürgeschäfte als Vertriebsoption oftmals negativ dargestellt, was auch zur Verunsicherung von Endkunden beiträgt. Unangemessenes Verhalten bei der Kundengewinnung und Vortäuschung falscher Tatsachen, die oftmals durch den geringen Informationsgrad zur Verunsicherung beitragen, ist nicht angebracht. Für den Wettbewerb ist die Marktbearbeitung durch die neuen Unternehmen förderlich, da gerade im Haushaltskundenbereich das Wechselpotenzial gering ist. Ausschlaggebend für die bislang geringen Wechselraten dürfte aber das geringe Einsparungspotenzial, die fehlende Betrachtung der elektrischen Energie als Gut, die Verunsicherung beim Wechsel und die Zufriedenheit der Kunden mit ihrem Lieferanten sowie der geringe Informationsgrad der Kunden

sein. Hinzu kommt noch, dass die alternativen Anbieter einen geringen Bekanntheitsgrad bei den Endkunden haben.

Wie oben bereits dargestellt, liegen die gesamten Werbeausgaben der neuen Marktteilnehmer deutlich unter jenen der Incumbents. Betrachtet man jedoch die Werbeausgaben je Kunde, dürften die Werbeausgaben der neuen Lieferanten deutlich über jenen der Incumbents liegen. Die Betrachtung der Einzeldaten zeigt, dass einige neue Marktteilnehmer auch in Summe höhere Werbeausgaben tätigen als Incumbents.

→ Multi Utility

Eine Vielzahl von europäischen und österreichischen Unternehmen positioniert sich als Multi-Utility-Anbieter, wobei sich das Angebot an Multi-Utility-Produkten vorwiegend am Grad der horizontalen Integration der Unternehmen orientiert. Neben Strom, Gas und Wasser bieten in Österreich die Landesgesellschaften und Stadtwerke auch teilweise TV, Telekommunikations- und Internetdienste sowie zusätzlich auch nicht infrastrukturbezogene Produkte (z.B. Finanzdienstleistungen oder Versicherungen) an.

Zielgruppe sind dabei sowohl Groß- als auch Kleinkunden, wobei die Erfahrungen zeigen, dass Großkunden auf Multi-Utility-Angebote nicht ansprechen. Zentraler Faktor für die Kaufentscheidung ist auch bei Multi-Utility-Angeboten der Preis (OGM-Umfrage⁴³). Aufgrund der geringen Preissensibilität durch geringe Einsparungspotenziale der Kunden im Strom- und Gasbereich ist eine Reduktion des Energiepreises von mindestens 10 % notwendig, um neue Kunden zu gewinnen. Dies kann durch die Nutzung von Synergieeffekten (u.a. beim Marketing) für Multi-Utility-Anbieter durchaus profitabel sein.

Eine wesentliche Zielsetzung beim Einsatz einer Multi-Utility-Strategie ist die Bindung an das Unternehmen und damit die Verringerung der

Wechselbereitschaft der Kunden. Darüber hinaus erhöht der erzeugte Mehrwert durch Multi-Utility die Eintrittsbarrieren für neue Marktteilnehmer. Komplexe Tarifmodelle, die die teilweise vorhandene Intransparenz am Markt weiter erhöhen, stellen ein zusätzliches Hemmnis für den Kunden dar, sich von seinem Unternehmen zu lösen.

→ Nachfragereaktionen der Endkunden

Die zwei wesentlichen Voraussetzungen für den Wettbewerb sind eine geringe Marktkonzentration sowie eine hohe Nachfrageelastizität. Eine geringe Marktkonzentration ist zumindest in Teilmärkten des Strom- und Gasmarktes zu beobachten – jedoch liegt mit Ausnahme des Großhandelsmarktes für elektrische Energie nur eine geringe Nachfrageelastizität vor. Hinzu kommt, dass bisher keine Internalisierungszuschläge (u.a. Auswirkungen der Stromerzeugung aus Gas- oder Kohlekraftwerken auf die Umwelt) berücksichtigt wurden und dies tendenziell zu einem zu hohen Verbrauch führt (mangelnde Weitergabe von Preissignalen). Die Nachfrageelastizität zeigt Kundenreaktionen auf Preiserhöhungen bzw. -senkungen durch die Energielieferanten.

Problematisch ist aus marktwirtschaftlicher Sicht, dass Endkunden normalerweise aufgrund der vertraglichen Preisgestaltung nicht auf die aktuelle Preissituation (real-time) reagieren können. Zu bezahlen ist meist ein Fixpreis. Nachfragereaktionen auf Preisveränderungen am Großhandelsmarkt finden meist nur verzögert statt, was zu Ineffizienzen am Markt führt. Endverbraucher konsumieren mehr elektrische Energie bzw. mehr Erdgas als am effizienten Niveau, da die zu zahlenden Preise unter den tatsächlichen Kosten der Lieferung liegen. Die direkte Weitergabe von Marktsignalen an Endkunden führt zu steigender Markteffizienz und reduziert die Marktmacht der Anbieter. Dadurch haben die Konsumenten die Möglichkeit, den Wert der elektrischen Energie direkt dem Markt zu kommunizieren.

⁴³ siehe Fußnote 24

Sofern die Endkunden nicht auf Preissignale reagieren, ist der Preismechanismus in den Händen der Lieferanten. Wenn eine Wettbewerbssituation vorliegt, werden durch den Preis die Kosten der letzten erzeugten Einheit reflektiert. Sobald jedoch ein Unternehmen am Markt dominiert, kann es den Preis über den Gestehungskosten ansetzen.

→ Nachfrage und Kreuzpreiselastizität Kasten 6

Die Nachfrageelastizität gibt an, um wie viel Prozent sich die nachgefragte Menge eines Gutes (z.B. Strom) verändert, wenn sich der Preis dieses Gutes um ein Prozent ändert. Die Elastizität von elektrischer Energie sollte negativ sein, da eine Preiserhöhung zu einer Mengenreduktion führen sollte. Je länger der Betrachtungszeitraum, desto größer ist die Substitution, bzw. je kurzfristiger der Zeitraum, desto inelastischer ist die Nachfrageelastizität.

Führt eine einprozentige Preisänderung zu einer mehr als einprozentigen Mengenänderung, ist die Nachfrage elastisch. Ist die Mengenänderung geringer als ein Prozent, ist die Nachfrage unelastisch.

Zu unterscheiden ist auch zwischen kurz- und langfristiger Nachfrageelastizität, da kurzfristig nur die Intensität der Nutzung der vorhandenen Geräte geändert werden kann, langfristig jedoch auch quantitative und qualitative Änderungen des Gerätebestands vorgenommen werden können. Untersuchungen (u.a. Filipini) zeigen, dass es von den kurzfristigen zu den langfristigen Elastizitäten zu einer deutlichen Erhöhung der Nachfrageelastizität kommt.

Die Kreuzpreiselastizität gibt an, um wie viel Prozent sich die nachgefragte Menge eines Gutes (z.B. Erdöl) verändert, wenn sich der Preis eines anderen Gutes (z.B. Erdgas) um ein Prozent ändert. Je nachdem, ob die Kreuzpreiselastizität positive oder negative Werte annimmt, handelt es sich um substitutive oder komplementäre Güter. Mit der Kreuzpreiselastizität kann auch die Konkurrenzintensität auf einem Markt überprüft bzw. Märkte abgegrenzt werden.

Je geringer die Nachfrageelastizität desto höher ist die Möglichkeit, den Preis und dadurch den Gewinn zu erhöhen, da die Mengenreduktion geringer ausfällt als die Preiserhöhung. Dies führt auch zu höheren Preisspitzen und vermehrter Volatilität der Preise. Sofern es zu einem Engpass kommt, haben die Unternehmen die Möglichkeit, den Preis festzusetzen, was zu einer Wohlstandsverschiebung von Endkunden zu den Lieferanten führt.

Nachfrageelastizität am Strommarkt

Ergebnisse verschiedener Studien zeigen, dass die kurzfristige Nachfrageelastizität von Strom abhängig vom Sektor und der Region zwischen -0,2 und -0,5 liegt. Die langfristige Nachfrageelastizität ist wie erwartet höher und liegt zwischen -0,2 und -0,7. Industrielle Abnehmer weisen dabei eine höhere Sensibilität gegenüber Preiserhöhungen auf als Gewerbe- und Haushaltskunden.

Abhängig vom Ausmaß der Preiserhöhung kann es zu einer Veränderung der Preiselastizität kommen. So steigt die Sensibilität der Industriekunden bei einer Preiserhöhung von 5 – 10 %, jene der Gewerbekunden bei 10 – 20 % und jene der Haushaltskunden bei 20 – 30 %.

Nachfrageelastizität am Gasmarkt

Über die Nachfrageelastizität am Gasmarkt gibt es im Vergleich zur Nachfrageelastizität am Strombereich weniger Untersuchungen. Die Ergebnisse zeigen, dass die Nachfrageelastizität mit -0,1 bis -0,5 geringer ist. Die kurzfristige Nachfrageelastizität bei Haushaltskunden beläuft sich auf rund -0,1. Eine Steigerung der Nachfrageelastizität ergibt sich bei einer Verlängerung des Betrachtungszeitraumes.

Kreuzpreiselastizität von Strom und Erdgas

Die Kreuzpreiselastizität von Strom gibt an, inwieweit Strom bei steigendem Strompreis durch Erdgas ersetzt wird. Damit kann ebenfalls die Konvergenz zwischen den beiden Märkten

dargestellt werden. Verschiedene Untersuchungen zeigen, dass im Endabnehmerbereich die Kreuzpreiselastizität nahe dem Wert Null liegt und somit auf eine Unabhängigkeit der Güter deutet. Für den Endabnehmerbereich ist dies nicht überraschend, da abgesehen vom Wärmebereich keine Substitutionsmöglichkeiten vorliegen.



Marktergebnis



In diesem Kapitel werden die ersten Marktergebnisse, die mittel- oder unmittelbar im Zusammenhang mit der Liberalisierung stehen, angebots- und nachfrageseitig dargestellt. Als Faktoren zur Beurteilung des Marktergebnisses auf der Unternehmensseite dienen vor allem die bisherigen Preisentwicklungen auf den beiden Märkten, eine Analyse der Margenentwicklung, das Ausmaß der Integration bzw. Konzentration und die Anpassungsgeschwindigkeit der Unternehmen an neue Rahmenbedingungen.

Zur Beurteilung der Kundenseite stehen die Möglichkeit der Kunden, tatsächlich informierte Entscheidungen zu treffen bzw. das Ausmaß, diese auch (ungehindert) umzusetzen, die Markttransparenz, die (Versorgungs-)Qualität und die Kundenzufriedenheit im Vordergrund. Zu diesem Zweck wurde auch eine Kundenumfrage durchgeführt und diese analysiert.

Einleitend sollte darauf hingewiesen werden, dass in Anbetracht der zum Teil kurzen Zeitspanne seit der Liberalisierung die einzelnen Analysen in unterschiedliche Tiefe gehen.

→ Preisentwicklungen

Preisentwicklungen am Strommarkt

Gesamtstrompreisentwicklung

In Abbildung 24 wird die Entwicklung der Gesamtstrompreise seit dem Jahr 1999 dargestellt. Die erste Phase der Strommarktliberalisierung hat zu deutlichen Preisreduktionen vor allem bei Großkunden geführt. Die Angebote lagen teilweise deutlich unter den Großhandelspreisen. Klein- und Gewerbekunden hatten zu diesem Zeitpunkt (vor dem 1. Oktober 2001) noch nicht die Möglichkeit, den Lieferanten frei zu wählen.

Durch die Verdoppelung der Energieabgabe⁴⁵ (von 0,75 Cent/kWh auf 1,5 Cent/kWh) im Juni 2000 kam es zu einem deutlichen Anstieg des

Index. Erst mit der zweiten Phase der Liberalisierung – der vollständigen Marktöffnung – kam es zu einer Reduktion des Strompreises im Kleinkundenbereich, die jedoch durch die Einführung der Öko- und KWK-Zuschläge (Festlegung erfolgte durch den jeweiligen Landeshauptmann) zum Teil kompensiert wurde.

Die weitere Entwicklung bis Juli 2002 ist durch die Auswirkungen der Marktliberalisierung geprägt und weist deutliche Preisreduktionen auf. Ohne Erhöhung der Öko- und KWK-Zuschläge wäre es zu einer konstanten Preisreduktion für alle Kundengruppen gekommen. Mitte 2002 stieg der Index wieder leicht an, wobei die Werte im Jahr 2003 nach wie vor unter jenen vor der Liberalisierung des Strommarktes liegen. Der Anstieg des Index zu Beginn des Jahres 2003 ist einerseits auf die Einführung des Ökostromgesetzes zurückzuführen. Andererseits haben einige Stromunternehmen unter dem Vorwand des Ökostromgesetzes ihre Preise mit Jahresbeginn 2003 zusätzlich erhöht.

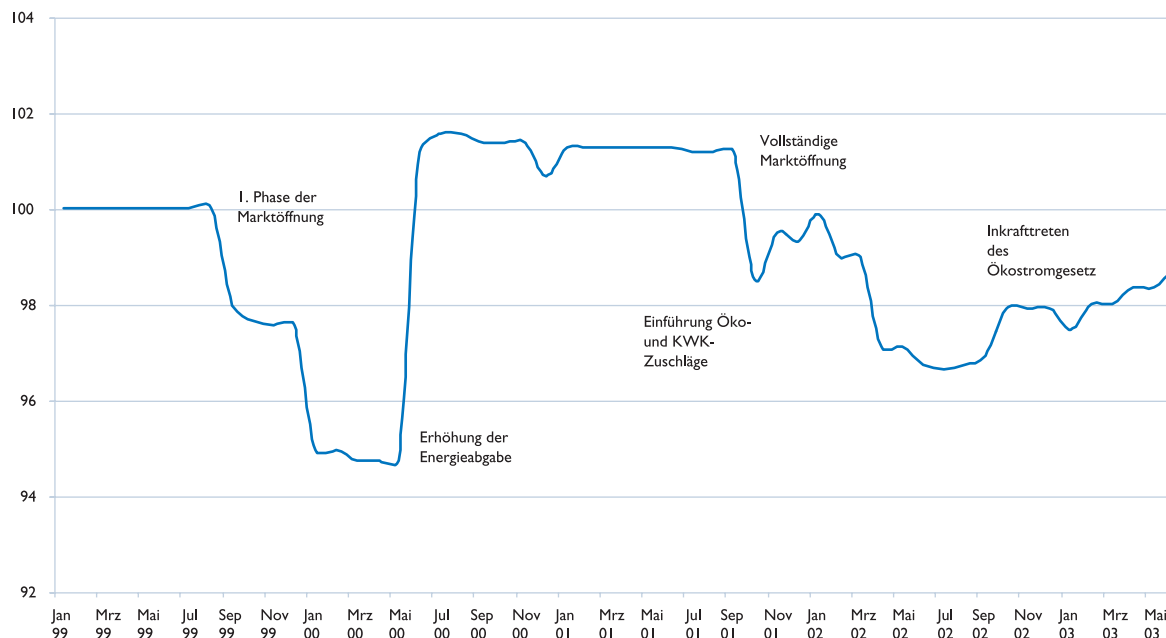
Großhandelsmarkt für elektrische Energie

Im Zuge der Liberalisierung entwickelte sich in Österreich – wie auch in anderen europäischen Ländern – ein Großhandelsmarkt für unterschiedliche Stromprodukte. Dieser Markt machte in der Anfangsphase der Marktöffnung eine rasante Entwicklung durch, die größtenteils von neuen Marktteilnehmern (neben Stromunternehmen u.a. auch Banken) vorangetrieben wurde und zu einem starken Anstieg der gehandelten Strommengen führte. 2001 wurden in Österreich bereits rund 200 TWh gehandelt, was einem Vierfachen des öffentlichen inländischen Stromverbrauchs entsprach. Im Zuge des Abgangs des innovativen amerikanischen Energiehändlers Enron im Jahre 2001 wurde eine Art Kettenreaktion ausgelöst, wonach ein Großteil der neuen Großhändler aus Übersee den kontinentaleuropäischen Großhandelsmarkt verließ. Dadurch brachen auch die österreichischen Handelsvolumina ein (siehe Tabelle 23), die sich

⁴⁵ Mit der Energieabgabe wird seit 1996 neben Mineralöl und Flüssiggas auch der leitungsgebundene Energieträger elektrische Energie einer Besteuerung unterzogen.

→ Gesamtstrompreisentwicklung 1999 – 2003 (Index 1999 = 100)

Abbildung 24



Quelle: Statistik Austria

erst gegenwärtig zu erholen scheinen. Untenstehende Tabelle gibt eine Einschätzung des Jahres 2002 wieder. Der überwiegende Teil des Handels wird bilateral auf dem OTC-Markt in Form von Forward-Kontrakten gehandelt. Spotmengen werden hingegen immer mehr über Strombörsen abgewickelt, wobei die Volumina insgesamt noch relativ niedrig sind.

EXAA

Die Energy Exchange Austria (EXAA) in Graz nahm ihren Betrieb am 21. 03. 2002 auf und wickelt sowohl Stunden- als auch Blockkontrakte am österreichischen Spotmarkt ab. Im heurigen Jahr wurden bis Ende Juli täglich im Durchschnitt etwa 3.360 MWh Strom gehandelt, was gemessen am jährlichen österreichischen öffentlichen Stromverbrauch von 52,7 TWh im Jahr 2003 einem Marktanteil von 2,3 % entspricht. Abbildung 26 zeigt die gehandelten Mengen an ausgewählten europäischen Strombörsen. Wie aus der Abbildung ersichtlich wird, ist der Anteil des an der Börse gehandelten Stromvolumens in Österreich im Vergleich zu anderen Großhandelsmärkten deutlich niedriger.

→ Gehandelte Stromvolumina im europäischen Vergleich – 2002 Tabelle 23

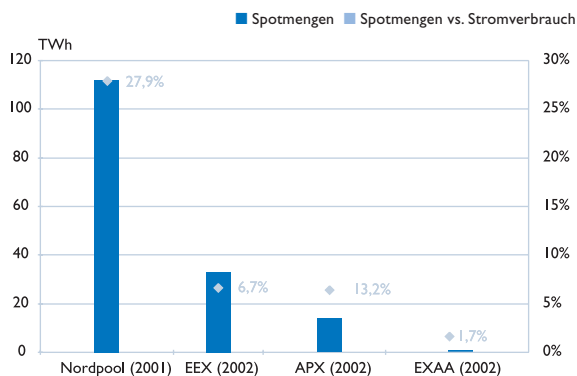
	gehandelte Mengen (TWh)	Stromverbrauch (TWh)	Faktor
Skandinavien	2800	380	7
Holland	100	107	1
Österreich	100	52	2
Deutschland	1000	495	2

Quelle: E-Control

Um sich am Markt zu behaupten, plant die EXAA weitere Produkte aufzunehmen. So sollen nach

→ Gehandelte Stromvolumina vs. Marktanteile ausgewählter Strombörsen (2001 bzw. 2002)

Abbildung 25



Quelle: Nordpool, EEX, APX (Amsterdam Power Exchange), EXAA, E-Control

den Plänen der Börse ab Oktober 2003 Preisunterschiede (so g. Spreads) gehandelt werden. Sie sind reine Finanzinstrumente, die aus der Kombination anderer Stromprodukte abgeleitet werden, und setzen als solche keine physische Stromlieferung voraus. Dabei geht es um Preisunterschiede zwischen identischen Stromprodukten, die aber an unterschiedlichen Orten gehandelt und geliefert werden. Neben den borseüblichen Stromgeschäften ist die EXAA über eine eigene Plattform in die Versteigerung von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten involviert.

Preistrends

In Zentraleuropa bilden Österreich, Deutschland und die Schweiz einen gemeinsamen Preisbereich. Das lässt sich auch an der starken Korrelation der entsprechenden Großhandelsprodukte ablesen (Korrelationskoeffizient von rund 0,9).

Da Strom nicht speicherbar ist, reagieren die Preise sehr empfindlich auf kurzfristige nachfrage- bzw. angebotsseitige Veränderungen. Die Preissprünge im Jahr 2003 waren sowohl im Jänner als auch im Juli auf extreme Temperaturen zurückzuführen. Diese Entwicklungen wurden teilweise durch den kurzfristigen Ausfall von

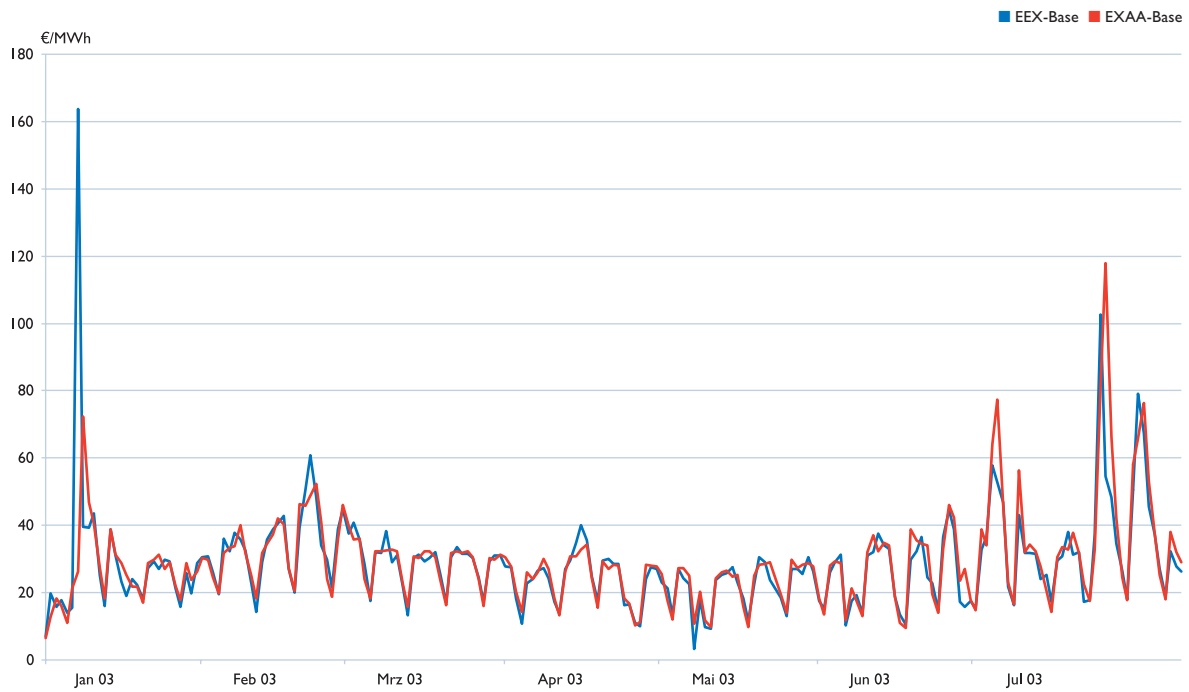
Erzeugungskapazitäten verstärkt. Die erwähnten Ereignisse müssen nicht notwendigerweise in Österreich aufgetreten sein. Aufgrund der verbundenen Netze und ausreichender Übertragungsmöglichkeiten vor allem zwischen Deutschland und Österreich unterliegen die österreichischen Großhandelspreise auch Einflussfaktoren außerhalb Österreichs. Eine höhere Nachfrage in Italien (u.a. durch eine vermehrte Nutzung von Klimaanlagen) sowie eine geringere Erzeugung in Frankreich (u.a. geringere Leistung der Kernkraftwerke aufgrund von Kühlwassermangel durch niedrige Wasserstände der Flüsse) führen zu steigenden Preisen auf den zentraleuropäischen Strombörsen.

Durch die europaweite Marktöffnung sanken die Großhandelspreise anfänglich auf ein sehr niedriges Niveau. Diese Entwicklung wurde besonders durch die reichlich vorhandenen Überkapazitäten im Erzeugungsbereich unterstützt. Durch den steigenden Verbrauch, die Reduktion von Kraftwerkskapazitäten und die erwartete Mehrbelastung durch die Kyoto-Zielvorgaben sind die Strompreise seit einiger Zeit im Steigen begriffen. Dadurch wurden Kraftwerke, die zu Beginn der Liberalisierung ihre Kosten nicht decken konnten, wieder rentabel, und bereits eingemottete Kraftwerke wurden wieder in Betrieb genommen. Abbildung 27 zeigt diese Entwicklung anhand monatlicher Durchschnittspreise an der EEX.

Die Preissteigerungen können einerseits anhand historischer Zeitreihen berechnet werden, andererseits können Forwardpreise zur Darstellung von Preisentwicklungen herangezogen werden. In diesen Notierungen spiegeln sich unter anderem die Erwartungen und Einschätzungen der Marktteilnehmer bezüglich zukünftiger Entwicklungen wider. Ein Grund für das Ansteigen der Forwardpreise liegt in der Umsetzung der Kyoto-Ziele und der zu erwartenden zusätzlichen Kosten für die kalorische Erzeugung (CO₂-Emissionen).

→ Großhandelspreisentwicklung an der EEX und der EXAA

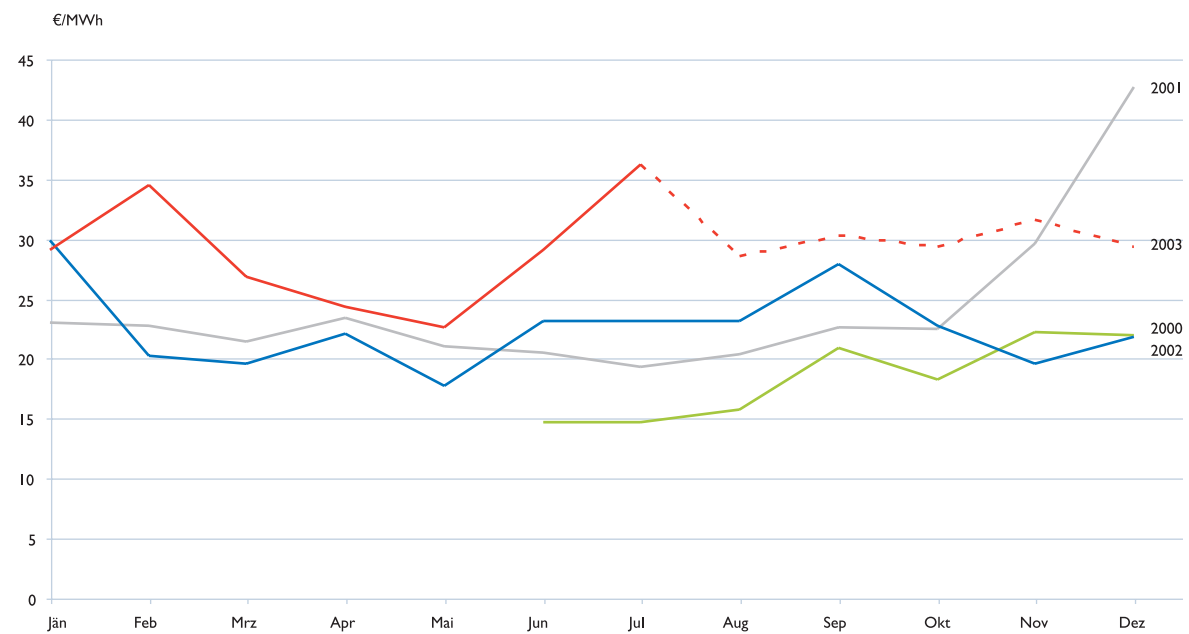
Abbildung 26



Quelle: EEX, EXAA

→ Historische Spot- sowie Forwardpreise (Base) an der EEX

Abbildung 27



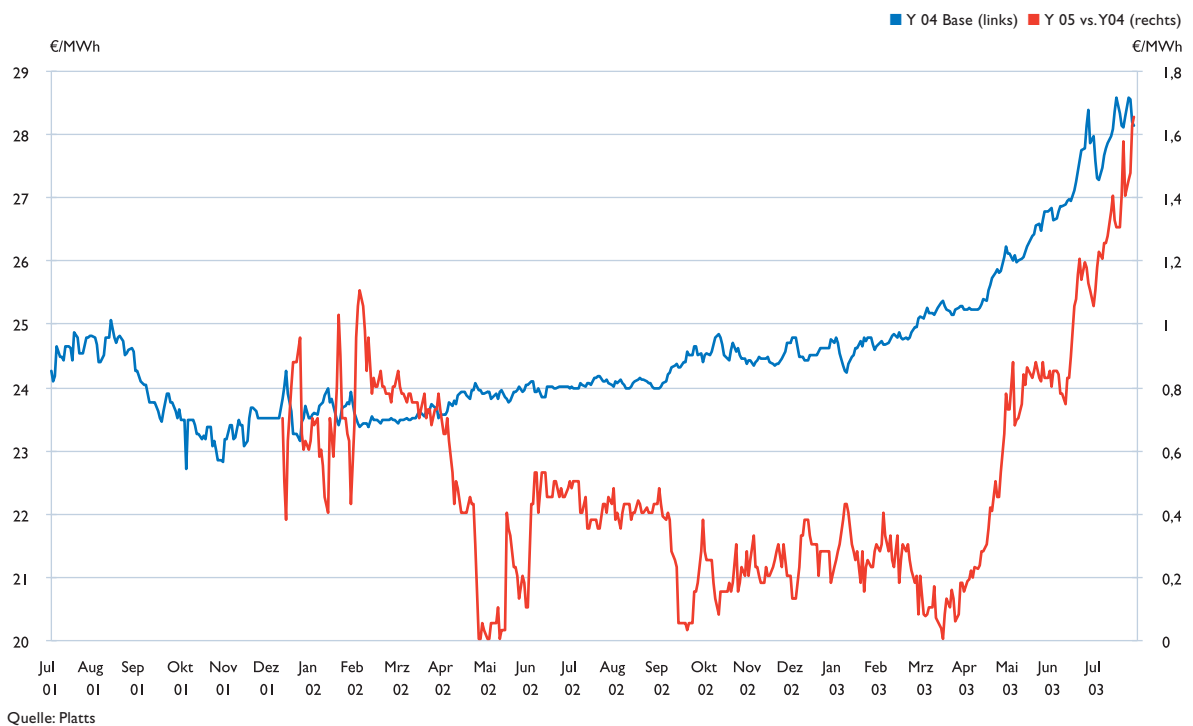
Quelle: EEX, Stand Juli 2003

Seit März 2003 stiegen die Preise für die Jahreslieferungen 2004, 2005 und 2006 deutlich an. Diese Steigerungen können allerdings nicht mehr vollständig mit fundamentalen Faktoren erklärt werden. Es ist nicht auszuschließen, dass einige große Marktteilnehmer den Markt zu ihren Gunsten beeinflussen. Dies ist zur Zeit auf-

grund einer fehlenden, effektiven Aufsicht für die Strombörse noch möglich, weil zumindest in Kontinentaleuropa keine einheitlichen Publizitätsrichtlinien für Strommärkte existieren. Es fällt auch auf, dass die Preise für Kontrakte mit späterer Lieferung und niedrigerer Liquidität (hier 2005) relativ stärker ansteigen.

→ Notierungen für die Jahreslieferung 2004 und 2005

Abbildung 28



→ Konvergenz der Strom- und Gasmärkte

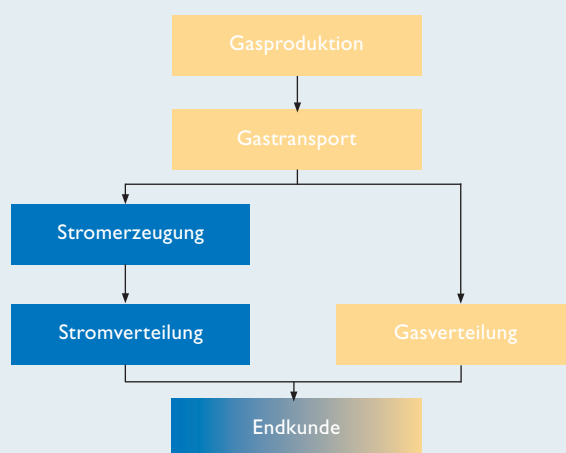
Kasten 7

In Österreich belieferten traditionell die Landesversorgungsunternehmen und Stadtwerke als lokale Monopole im öffentlichen Eigentum Endabnehmer mit Strom und Erdgas. Mit der Öffnung der Strom- und Gasmärkte ist seit Mitte der 90er Jahre eine zunehmende Konvergenz der beiden Wertschöpfungsketten zu beobachten (Abbildung 29). Zurückzuführen ist dies neben der Öffnung der beiden Energiemärkte auch auf die zunehmende Bedeutung von Erdgas in der Stromversorgung.

In Deutschland kam es bereits zum Zusammenschluss zwischen E.On und Ruhrgas. In Frankreich ist der Zusammenschluss zwischen EdF und GdF zur Energie de France in Diskussion. In Österreich sind ein Großteil der Landesgesellschaften und die meisten Stadtwerke in beiden Bereichen tätig. Es spiegelt sich die zunehmende Konvergenz der beiden Märkte in Österreich auch in den Zusammenschlüssen zur Econgas und Energie Austria wider, wodurch es zur vollständigen Integration entlang der Strom- und Gaswertschöpfungskette kommt (an beiden Zusammenschlüssen ist die EnergieAllianz beteiligt).

→ Konvergenz der Strom- und Gasmärkte

Abbildung 29



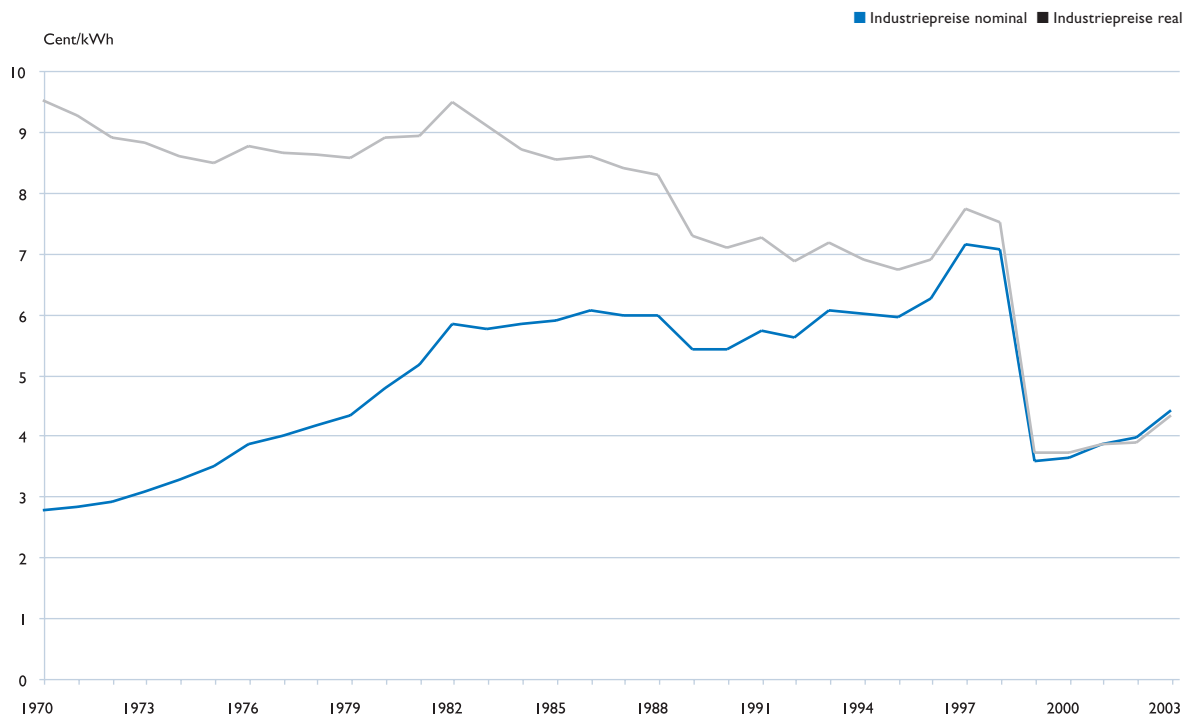
Im Gegensatz zu Strom besteht bei Erdgas die Möglichkeit der Speicherung. Dadurch ist das Nachfragemanagement bei Erdgas (u.a. durch Speichermöglichkeiten und Linepack⁴⁶) deutlich einfacher zu handhaben als bei Strom. Zusätzlich kann Erdgas als Primärenergieträger für die Erzeugung von elektrischer Energie verwendet werden. Eine umgekehrte Verwendung ist nicht möglich. Auszugehen ist deshalb davon, dass der Preis für Erdgas den Strompreis zumindest teilweise beeinflusst und mit steigender Verstromung von Erdgas die Konvergenz zwischen den Strom- und Gaspreisen zunehmen wird. Zur Zeit wird Erdgas mittels eines künstlichen Benchmarks bepreist. Grundlage dafür ist, dass Erdgas zum Teil im Wettbewerb mit anderen Energieträgern (u.a. Kohle, Öl) steht und deshalb der Preis von Erdgas auf Basis deren Preise – in der Regel auf Basis der Erdölpreise – berechnet wird. Durch den vermehrten Einsatz von Erdgas zur Verstromung kann es bei steigenden Gaspreisen zu höheren Strompreisen kommen. Umgekehrt könnte der Erdgaspreis langfristig aufgrund des vermehrten Einsatzes von erdgasbetriebenen Kraftwerken verursacht durch eine steigende Nachfrage nach elektrischer Energie ebenfalls beeinflusst werden.

Problematisch wird die Beeinflussung des Strompreises durch den Preis von Erdgas, wenn Strom und Erdgas in einem Unternehmen integriert sind und das Unternehmen zusätzlich eine dominante Marktposition hat. Dadurch bietet sich den Energieanbietern die Möglichkeit, Einfluss auf die Preisentwicklung von Strom und Gas zu nehmen (u.a. EnergieAllianz über Econgas im Gas- bzw. über Energie Austria im Strommarkt), was negative Folgen auf das vorhandene Wettbewerbspotenzial in beiden Märkten hätte.

⁴⁶ Linepack: Speicherfähigkeit des Netzes

→ Industriestrompreisentwicklung in Österreich 1970 – 2003 (Netz und Energie ohne Steuern und Abgaben), Preisbasis 2001

Abbildung 30



Quelle: Haas (TU Wien), E-Control

Endkundenpreisentwicklung – Industrie

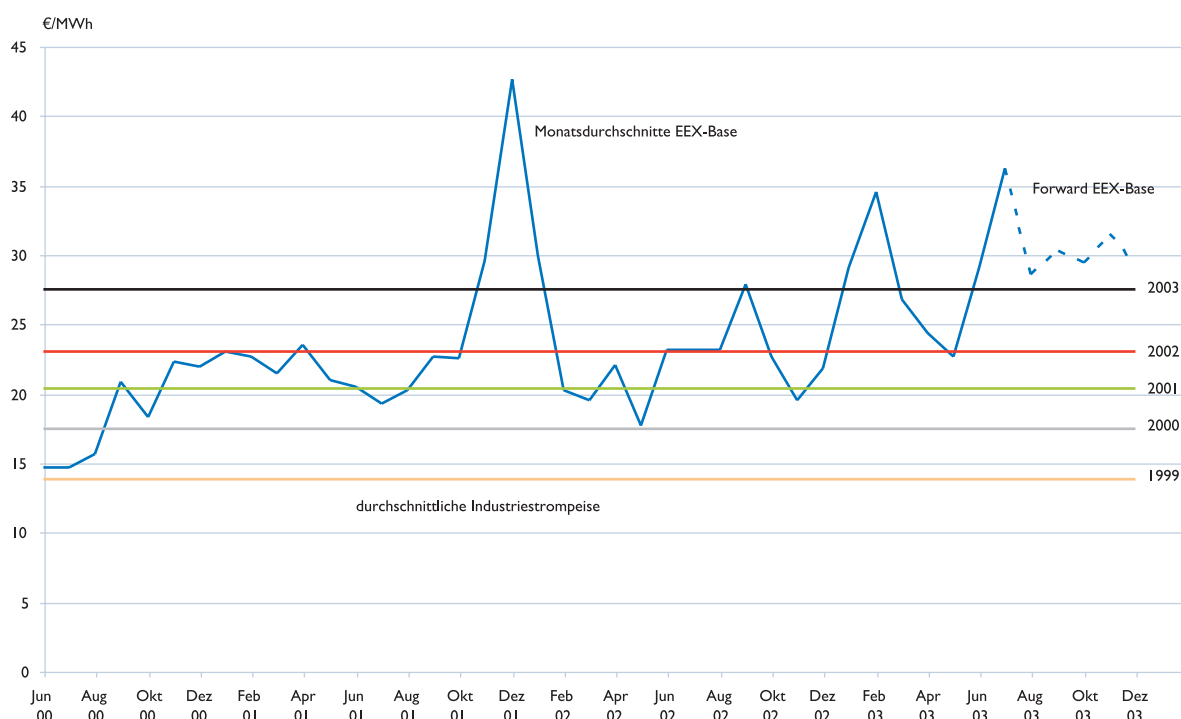
Große Industriebetriebe gehören zu jener Kundengruppe, die ihren Lieferanten bereits seit dem Jahr 1999 frei wählen können. Durch den Wettbewerb sanken die Energielieferpreise (nominell und real) bereits im Vorfeld der Liberalisierung deutlich und lagen teilweise unter den Großhandelspreisen. In den vorangegangenen Jahrzehnten war hingegen ein konstanter nomineller Anstieg der Preise zu verzeichnen. Besonders zu Beginn der Liberalisierung war zu beobachten, dass die Preise für elektrische Energie für Großabnehmer deutlich unter den Großhandelspreisen lagen. Obwohl die Verkaufspreise der Elektrizitätsunternehmen seit 1999 kontinuierlich stiegen, blieben diese bis 2002 unter bzw. um den Beschaffungspreis am Großhandelsmarkt, wobei die Großhandelspreise

selbst im gleichen Zeitraum etwas anstiegen (siehe Abbildung 31). Dadurch entstanden für die Lieferanten (Incumbents) erhebliche Opportunitätskosten, da sie die elektrische Energie anderweitig zu höheren Preisen verkaufen hätten können. Es liegt nahe, dass die Preise für Industriekunden in diesem Fall durch andere Kundengruppen oder durch andere Unternehmensteile quersubventioniert wurden. Energielieferanten versuchen allerdings ihre Angebote zusehends nach darstellbaren Kriterien und weniger nach marktstrategischen Überlegungen zu gestalten.

Die Entwicklung der Strompreise im Industriebereich zu Beginn der Liberalisierung lässt auf eine mögliche Predatory-Pricing-Strategie schließen. Die Zielsetzung einer Predatory-Pricing-Strategie ist es, mit niedrigen Preisen

→ Entwicklung der Großhandelspreise und der Energielieferpreise für Industriekunden

Abbildung 31



Quelle: EEX, E-Control

Wettbewerber aus dem Markt zu drängen bzw. vom Markteintritt abzuhalten, um anschließend aufgrund der Marktposition die Preise wieder zu erhöhen. Grundsätzlich können Preisverringerungen aber auch ein Kennzeichen für Wettbewerb sein.

Für Österreich ist jedoch anzunehmen, dass die Incumbents ausländische Wettbewerber unterboten haben, um diese aus dem Markt zu halten. Kurzfristige Preissenkungen auf ein Niveau, das unter dem Marktpreis liegt, lassen sich aus firmenpolitischer Sicht rechtfertigen. Aus ökonomischer Sicht jedoch stellt diese Vorgehensweise die Ausnutzung von Marktmacht dar. Die kurzfristige Senkung der Preise stellt den ersten Schritt einer Predatory-Pricing-Strategie dar.

Der Endkunde kommt dabei kurzfristig in den Genuss niedriger Preise.

In diesem unvollkommenen Markt kann das Unternehmen die Preise aber letztendlich über dem Wettbewerbsniveau halten, sofern es jederzeit die Möglichkeit hat, die Preise zu senken und neue Marktteilnehmer zu bestrafen. Die höheren Preise führen zu einer Wohlstandsverschiebung zu Lasten der Endkunden.

Da die Lieferverträge für zukünftige Energielieferungen zu einem in der Gegenwart vereinbarten Preis abgeschlossen werden, wird bei der Anbietererstellung großes Augenmerk auf die Entwicklung des Forwardmarktes gelegt. Die Preise stiegen seit April 2003 stark an (siehe

dazu auch Abbildung 28), weshalb Endverbraucher bei gleich bleibender Entwicklung des Strompreises mit steigenden Preisen zu rechnen haben.

Obwohl die Preise im Steigen begriffen sind, befinden sich die österreichischen Industriekundenpreise im europäischen Mittelfeld. Eine Annäherung der Endverbraucherpreise auf ein einheitliches Niveau wird trotz liberalisierter Strommärkte in Europa nur zum Teil stattfinden. Hauptgrund dafür ist, dass die Energiekosten nur einen Teil des Gesamtstrompreises ausmachen. Die Netzpreise, die einen nicht unbeträchtlichen Anteil am Gesamtpreis haben, müssen durch die Marktöffnung per se nicht sinken (siehe Deutschland). Deren Höhe hängt viel mehr vom jeweiligen regulatorischen Umfeld ab. Dazu kommt, dass Strom in den einzelnen Ländern aus verschiedenen Primärenergieträ-

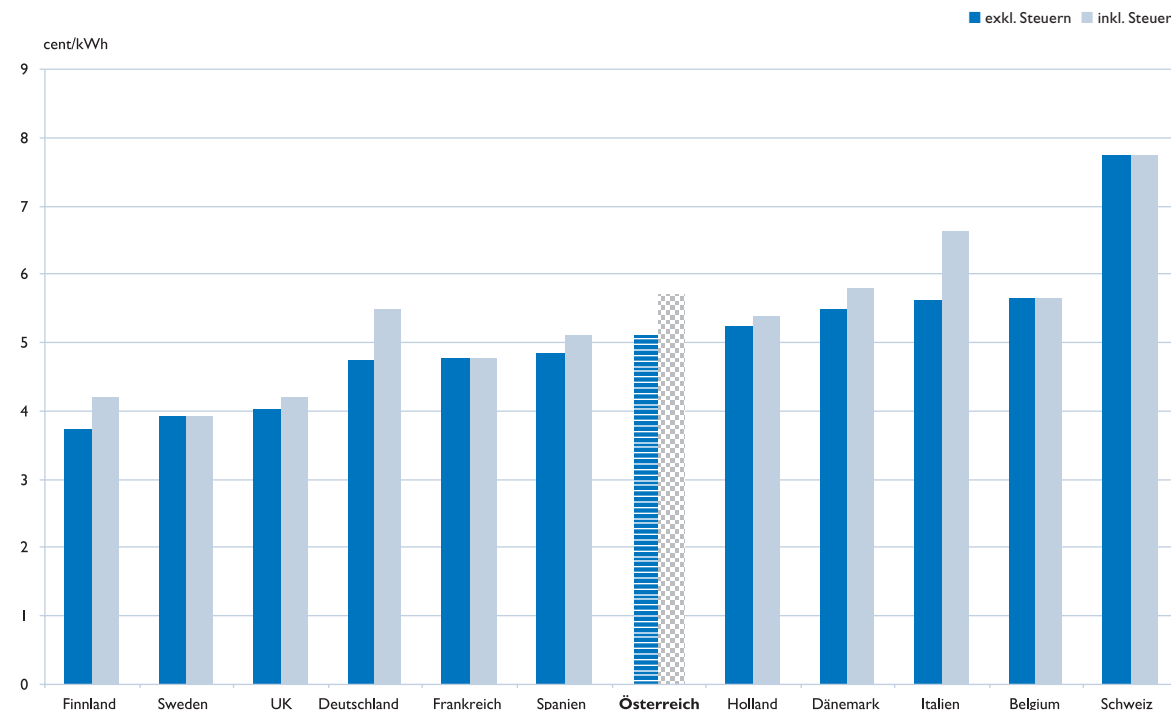
gern mit unterschiedlichen Technologien erzeugt wird. Die dadurch verursachten Kostenunterschiede in der Erzeugung werden durch den europaweiten Stromhandel nur zum Teil kompensiert, da zwischen einzelnen Regionen nach wie vor erhebliche Übertragungsgengpässe bestehen. Nachfolgende Abbildung zeigt, dass in der Schweiz trotz kostengünstiger Erzeugungsstruktur die Endkunden mit hohen Gesamtpreisen konfrontiert sind, was unter anderem auf die fehlende Liberalisierung zurückzuführen ist.

Endkundenpreisentwicklung – Haushalte

Die durch die Liberalisierung eingetretenen Preissenkungen fielen für Haushaltskunden wesentlich geringer aus als für Industrie- oder Gewerbekunden. Das ist vor allem darauf zurückzuführen, dass der Energiepreis einen noch geringeren Anteil am Gesamtpreis ausmacht als bei Industrie- und Gewerbekunden und der An-

→ Industriestrompreise inklusive Netzkosten im europäischen Vergleich 2003 (35 GWh/a)

Abbildung 32



Quelle: Energy Advice

teil der Netznutzungsgebühren dominierend ist. Preisänderungen im Energiebereich – jener Bereich, der sich im Wettbewerb befindet – wirken sich daher nur in geringem Ausmaß auf die Gesamtrechnung aus.

Die Betrachtung der längerfristigen Haushaltsstrompreisentwicklung zeigt, dass das inflationsbereinigte Preisniveau über die Zeit gleichmäßig verläuft. Merkliche nominelle Erhöhungen brachten lediglich die Einführung und die Erhöhung der Energieabgabe.

Die Strompreise (Netz und Energie) ohne Steuern und Abgaben gingen allerdings durchwegs zurück. Durch die Erhöhung der Steuern und Abgaben wurden diese Liberalisierungseffekte kompensiert. Neben den Energiepreisen sanken auch die Netzgebühren, die seit Oktober 2001

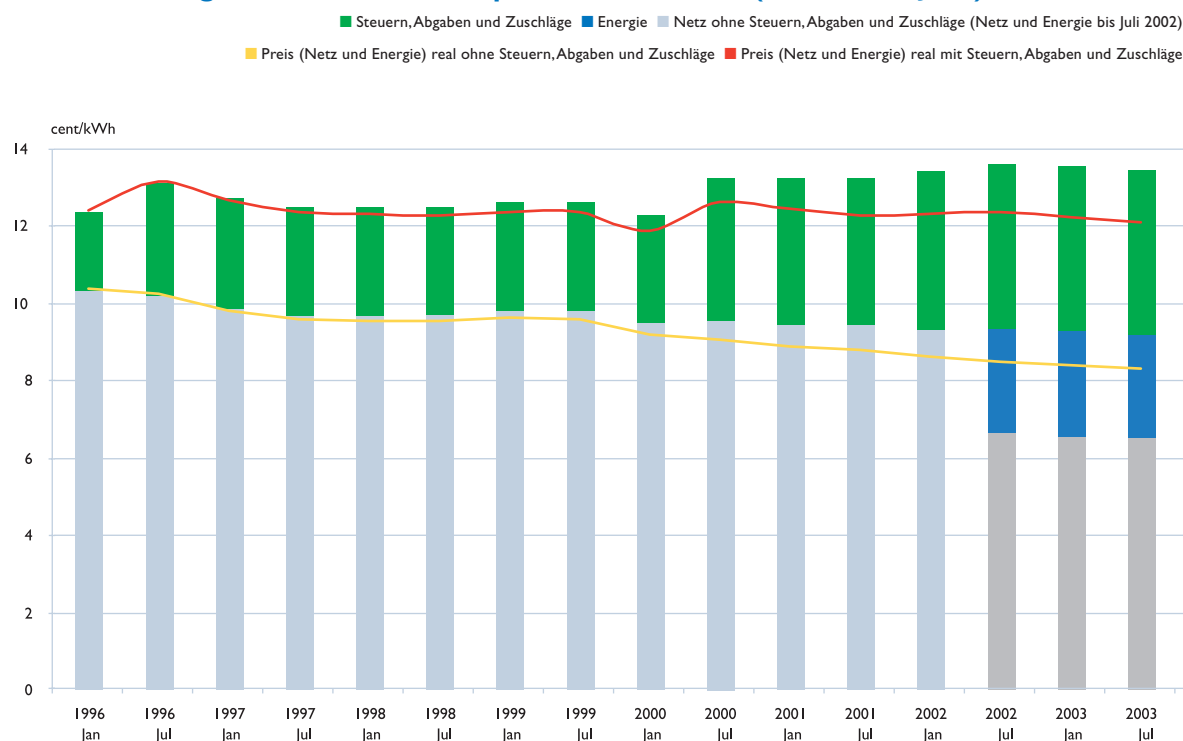
von der E-Control Kommission festgelegt werden (Abbildung 33).

Die Entwicklung der Gesamtstrompreise innerhalb Österreichs verläuft jedoch nicht einheitlich. Sie weisen viel mehr eine starke geographische Streuung auf, die größtenteils auf die unterschiedlichen Netztarife in den jeweiligen Netzbereichen (ehem. Versorgungsgebiete der Landesgesellschaften – meist Bundesland) zurückzuführen sind. Im Westen und im Osten liegen die Netznutzungsgebühren deutlich unter jenen im Burgenland und in der Steiermark. Der Preisunterschied für einen Durchschnittskunden im Juli 2003 betrug bis zu 27 %.

Die einzelnen Preisrückgänge im Frühjahr 2002 sind nicht vordergründig auf die sinkenden Energiepreise der Lieferanten, sondern vorwiegend

→ Entwicklung der Haushaltsstrompreise 1996 – 2003 (3.500 kWh/Jahr)

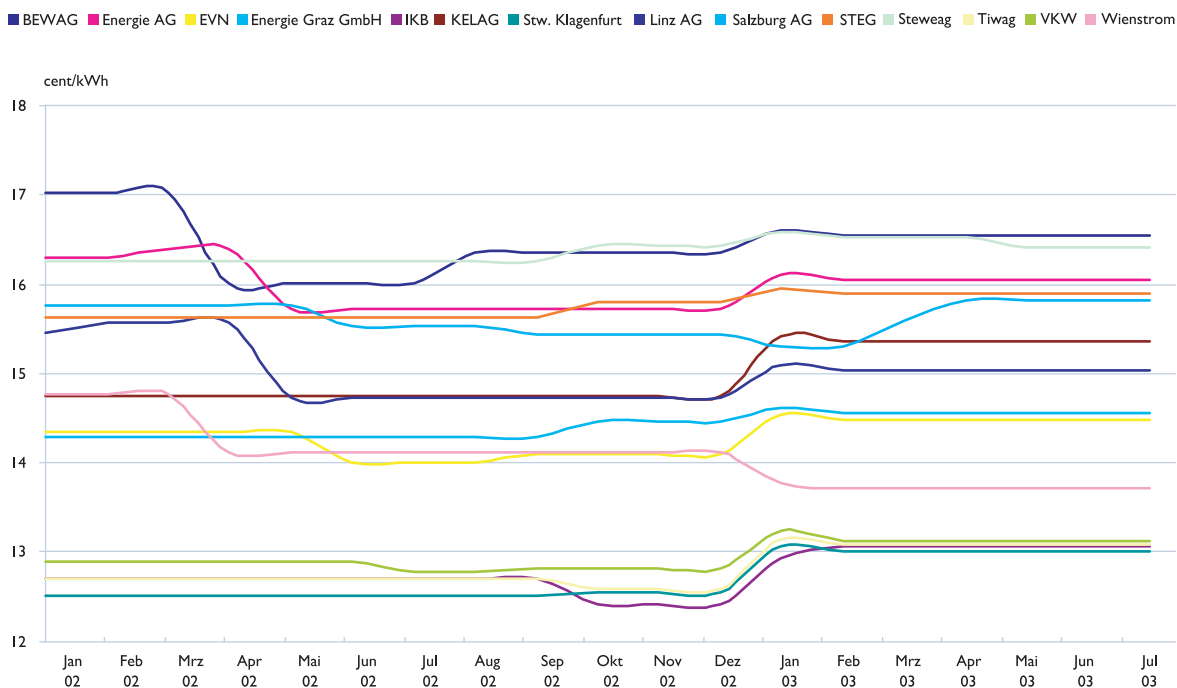
Abbildung 33



Quelle: Eurostat, E-Control

→ Haushaltsstrompreisvergleich nach Netzgebiet inklusive Steuern und Abgaben (3.500 kWh/Jahr)

Abbildung 34



Quelle: E-Control

auf die behördlich gesenkten Netzgebühren zurückzuführen. Preisveränderungen zu Beginn des Jahres 2003 stehen hauptsächlich im Zusammenhang mit der österreichweiten Vereinheitlichung des KWK-Zuschlages und der Ökozuschläge, aber auch mit Energiepreiserhöhungen am Großhandelsmarkt.

In welche Richtung sich die Energiepreise für Endabnehmer zukünftig entwickeln werden, hängt von vielen Faktoren ab. Die wichtigsten Einflussfaktoren sind die Entwicklung der Wettbewerbsverhältnisse und die Entwicklung der Energiepreise an den internationalen Märkten.

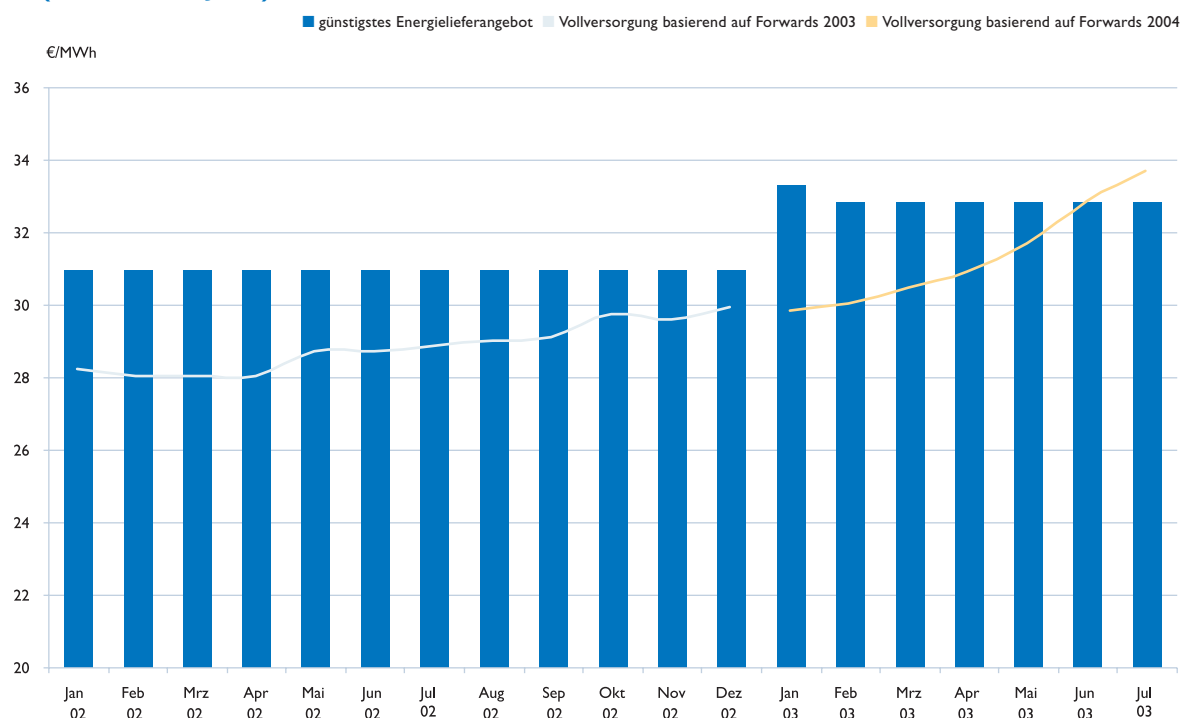
Die Lieferanten haben grundsätzlich die Möglich-

keit, die benötigten Strommengen über den Spotmarkt oder über den Forwardmarkt zu decken. Auch wenn ein Unternehmen über eigene Kraftwerke verfügt, deren Erzeugungskosten unter dem Großhandelspreis liegen, wird sich die Angebotslegung an den Großhandelspreisen orientieren.

Aus den Preisen von großhandelsmarktfähigen Standardprodukten können Vollversorgungspreise für Haushaltskunden errechnet werden. Dabei müssen die Ausgleichsenergiekosten sowie Mehrbelastungen der Stromhändler aus dem verpflichtenden Zukauf von Ökostrommengen berücksichtigt werden. Die so errechneten, auf Forwardnotierungen basierenden Preise sollten gewöhnlich unter den Energielieferpreisen liegen. Die

→ Großhandelspreise und Energielieferangebote an Haushaltskunden (3.500 kWh/Jahr)

Abbildung 35



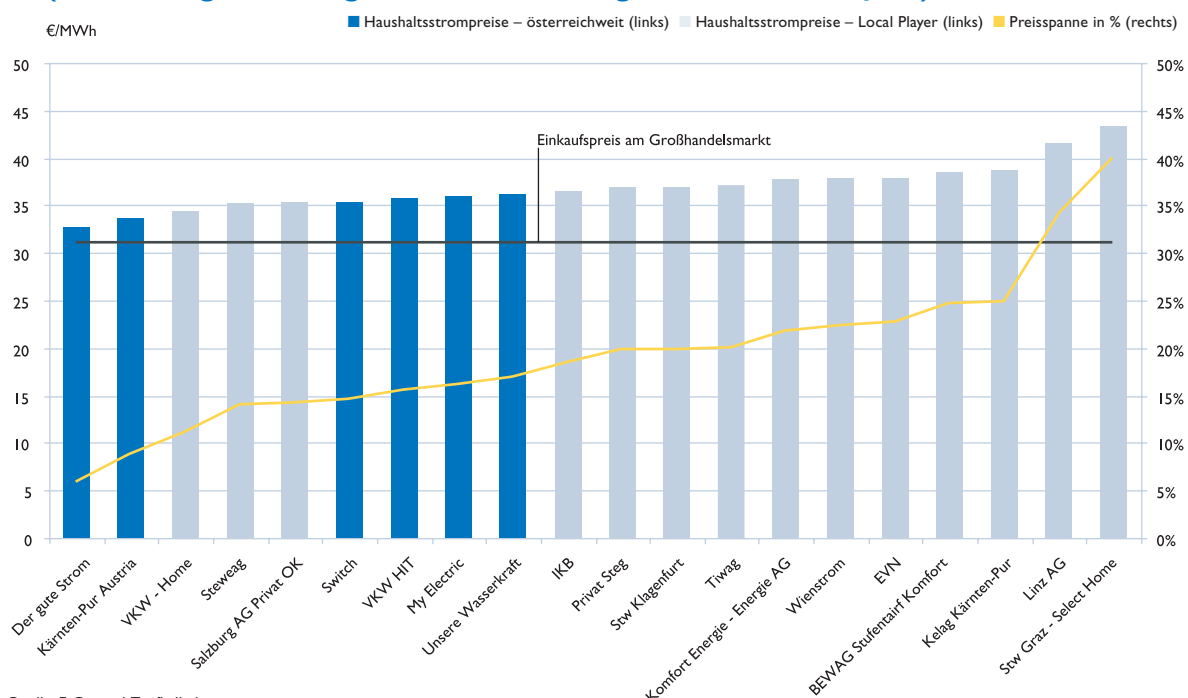
Quelle: E-Control

Differenz stellt damit einen Deckungsbeitrag zur Aufrechterhaltung des Betriebs des Stromlieferanten dar. Reicht dieser Betrag nicht aus, wird der Lieferant den Strompreis früher oder später erhöhen müssen. Abbildung 36 zeigt diese Konstellation. Dabei wurden die jeweils günstigsten Energielieferangebote mit an die Vollversorgungskriterien angepassten Forwardpreisen für 2003 und 2004 verglichen. Da die seit dem Frühjahr 2003 stark steigenden Forwardpreise die Deckungsbeiträge verringern, sind Preiserhöhungen in den kommenden Monaten nicht auszuschließen.

Die von den Lieferanten erwirtschafteten Margen können auch durch eine statische, vergangenheitsbezogene Betrachtung dargestellt werden. Dabei wird nicht der Frage nachgegangen, wie sich die entsprechenden Forwardpreise entwickeln, sondern wie sich die Spotpreise entwickelt haben. Sofern ein Lieferant den Strombedarf seiner Haushaltskunden ausschließlich auf dem Spotmarkt abgedeckt hat, ergibt sich für den Zeitraum von 1. 8. 2002 bis 31. 7. 2003 ein Preis von rund 31 €/MWh (inklusive Ausgleichsenergie und Mehrbelastungen durch den Zukauf von Ökostrom). Durch den Abzug des Beschaffungspreises vom jeweiligen Produktpreis können die Margen bzw. die Deckungsbeiträge errechnet werden.

→ Haushaltsstrompreise und Margen – Juli 2003 (reine Energielieferung ohne Netz und Abgaben, 3.500 kWh/Jahr)

Abbildung 36



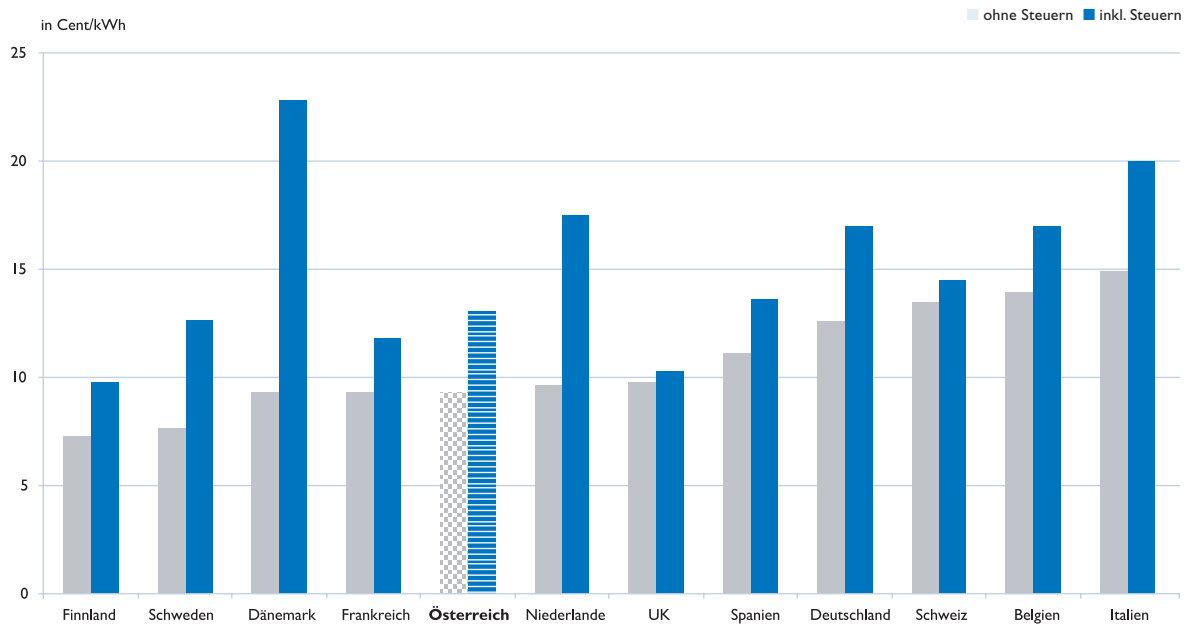
Quelle: E-Control, Tarifkalkulator

In der Abbildung 36 sind Angebote der einzelnen Stromlieferanten dargestellt. Die grauen Balken weisen auf Offerte hin, die lediglich Haushaltskunden angeboten werden, die sich im „angestammten“ Netzbereich der Lieferanten befinden. So wird z.B. der BEWAG-Stufentarif lediglich Kunden verrechnet, die am Stromnetz der BEWAG angeschlossen sind. Alle anderen Produkte werden österreichweit geliefert. Es fällt auf, dass österreichweit agierende Stromlieferanten günstigere Angebote legen als die Local Player. Während bei einigen Unternehmen die Energieverkaufspreise deutlich über (z.B. bei den Grazer Stadtwerken rund 40 %) den Großhandelspreisen liegen, ist diese Preisdifferenz bei österreichweit anbietenden Unternehmen deutlich niedriger (z.B. bei Der gute Strom nur rund 5%). Letzteres bedeutet etwa 6,3 €/Kunde/Jahr Marge, die angesichts der Kundenakquisitionskosten und -betreuungskosten eher niedrig erscheinen.

Im europäischen Vergleich liegen die Endkundenpreise für Haushaltskunden im Mittelfeld. Im Vergleich zu den Nachbarländern beziehen die österreichischen Endkunden Strom (Energie und Netz) sowohl inklusive als auch exklusive Steuern teilweise deutlich günstiger (Abbildung 37). Eine Annäherung der europäischen Endkundenpreise wird im Haushaltskundenbereich noch langsamer stattfinden als im Industriekundenbereich, da der Wettbewerb um größere Endabnehmer ausgeprägter ist.

Neben dem reinen Energiepreis hängt die Konvergenz der europäischen Strompreise auch von der Entwicklung und Vereinheitlichung der Netznutzungsentgelte ab. Denn vergleicht man nur die Kosten der Netznutzung für österreichische Haushaltskunden, so gehören diese zu den höchsten in der Europäischen Union (Abbildung 38).

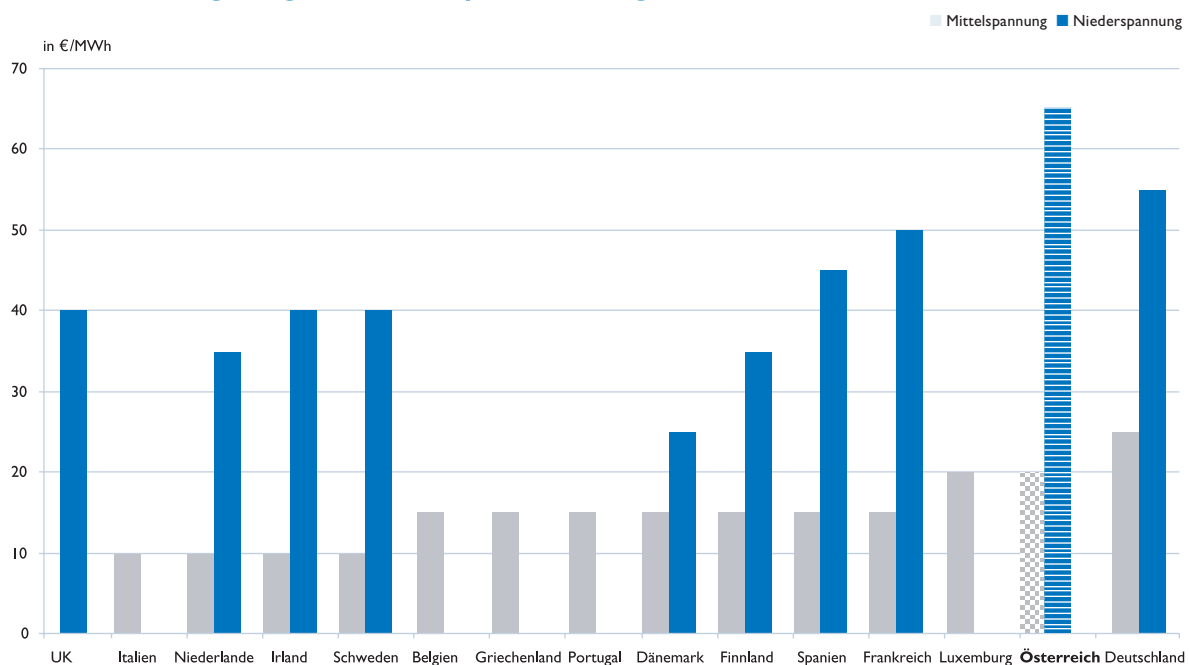
→ **Haushaltspreise inkl. Netzkosten im europäischen Vergleich (3.500 kWh/a)** Abbildung 37



Quelle: Energy Advice

→ **Netznutzungsentgelte im europäischen Vergleich**

Abbildung 38



Quelle: Europäische Union

Systemnutzungstarife für Strom

Den Endkunden wurde vor der Liberalisierung – wie bereits dargestellt – ein All-Inclusive-Preis in Rechnung gestellt, der sowohl den Netz- als auch den Energiepreis beinhaltet. Mit der Liberalisierung werden nun erstmals die Netz- und Energiepreise getrennt ausgewiesen.

Die Überprüfung der Kosten hat auch zu Veränderungen der Tarife innerhalb der Netzebene und zwischen den einzelnen Netzebenen eines Netzbereiches geführt. Durchschnittlich wur-

den im Kleinkundenbereich (Ebene 7) die Netzkosten um 12 % (in Einzelfällen tw. über 20 %) und insgesamt über alle Netzebenen bis Mitte 2003 um rund € 145 Mio. gesenkt. Die Abbildungen 40 bis 45 geben einen Überblick über die Entwicklung der Systemnutzungstarife je Netzebene und Netzbereich seit 1. Oktober 2001. Ersichtlich ist daraus, dass zwischen den einzelnen Netzbereichen teilweise noch große Unterschiede bestehen, jedoch seit der Öffnung des Strommarktes eine deutliche Angleichung zwischen den Netzbereichen stattgefunden hat.

→ Festsetzung der Stromsystemnutzungstarife

Kasten 8

Die Bestimmung der Systemnutzungstarife ist im § 25 EIWOG geregelt, wonach die Systemnutzungstarife kostenorientiert festzulegen sind und dem Grundsatz der Kostenwahrheit zu entsprechen haben. Die Festsetzung der Systemnutzungstarife obliegt der E-Control Kommission, die diese per Verordnung erlässt.

Während des zweijährigen Bestehens der Regulierungsbehörde wurden seitens der E-Control Kommission zahlreiche Preisfestsetzungsverfahren gemäß § 25 EIWOG eingeleitet. Diese umfassen die Überprüfung aller in einem Netzbereich anfallenden Kosten.

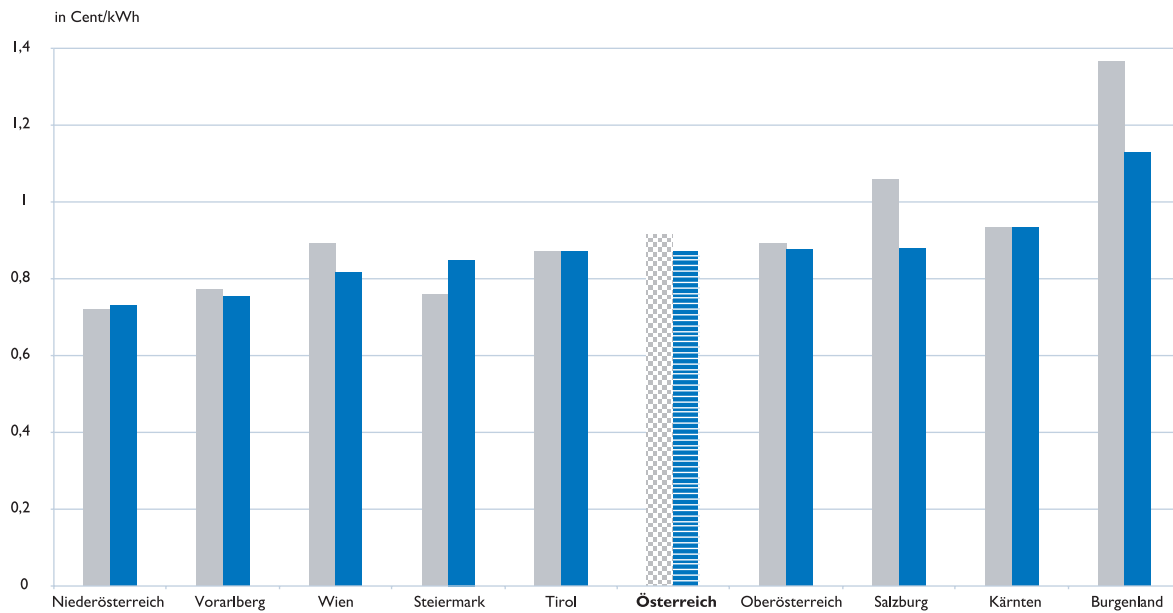
Die E-Control GmbH hat diese im Namen der E-Control Kommission durchgeführt. Die Grundsätze der Kostenprüfungen wurden im Unbundling-Handbuch unter Mitwirkung der Branche festgelegt. Die Abgrenzung der Kosten zwischen dem Netz und den übrigen Geschäftsbereichen sowie die Höhe der Kosten stehen dabei im Mittelpunkt.

Am 1. Oktober 2003 soll eine neue Systemnutzungstarif-Verordnung in Kraft treten, die darüber hinaus in Österreich die erste „Regulierungsperiode“ basierend auf einem anreizorientierten Regulierungsmodell einleiten wird. Dabei werden in den kommenden vier Jahren auch die Effizienz und verschiedene Strukturmerkmale Berücksichtigung finden.

→ **Netznutzungstarife auf Netzebene 3 in Cent/kWh
(6.500 Benutzungsstunden)**

Abbildung 39

■ 30. Sept. 01 ■ 31. Juli 03

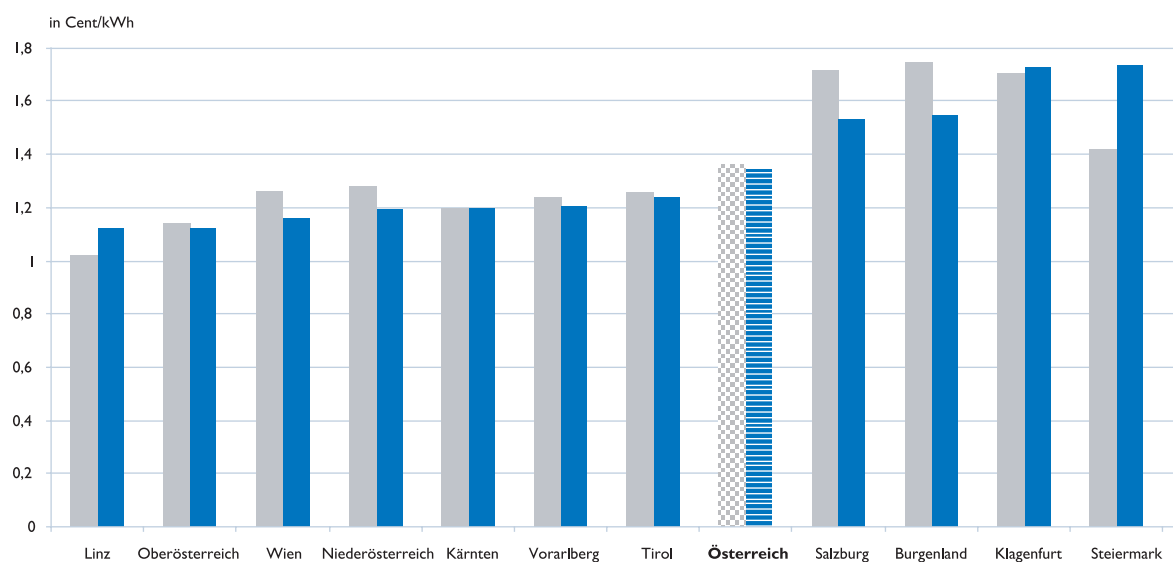


Quelle: E-Control

→ **Netznutzungstarife auf Netzebene 4 in Cent/kWh
(5.800 Benutzungsstunden)**

Abbildung 40

■ 30. Sept. 01 ■ 31. Juli 03

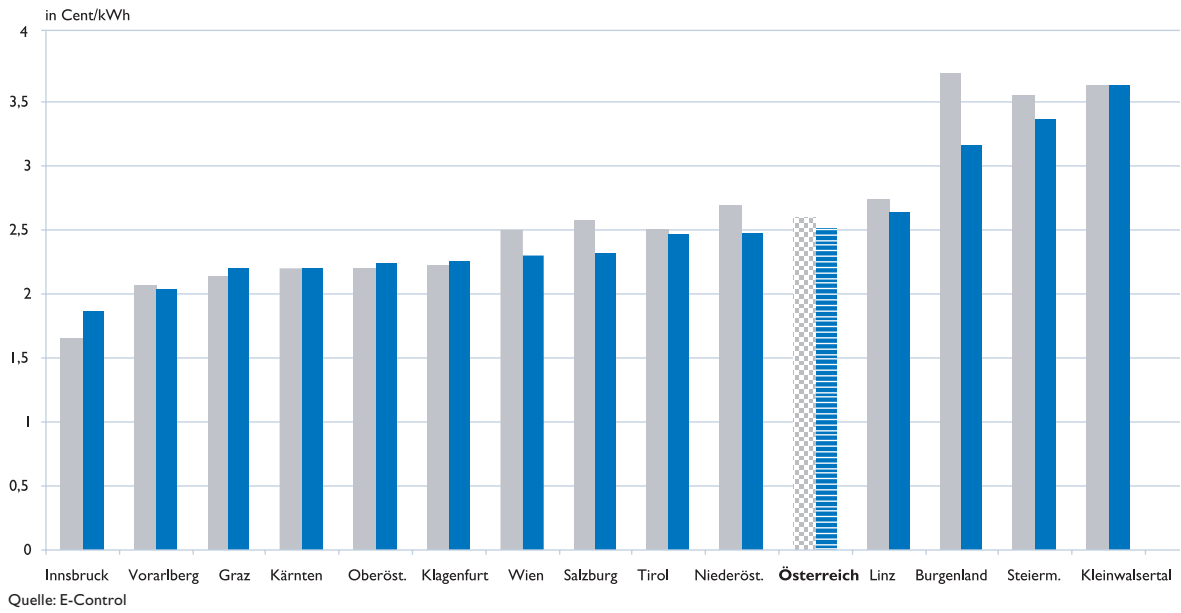


Quelle: E-Control

→ **Netznutzungstarife auf Netzebene 5 in Cent/kWh
(3.500 Benutzungsstunden)**

Abbildung 41

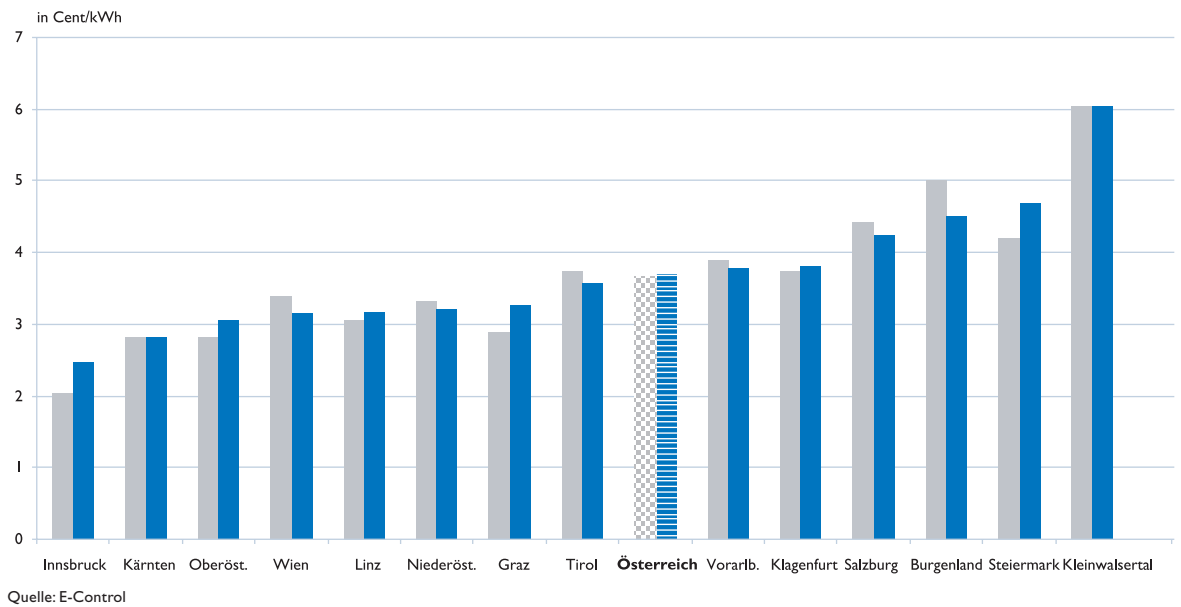
■ 30. Sept. 01 ■ 31. Juli 03



→ **Netznutzungstarife auf Netzebene 6 in Cent/kWh
(3.000 Benutzungsstunden)**

Abbildung 42

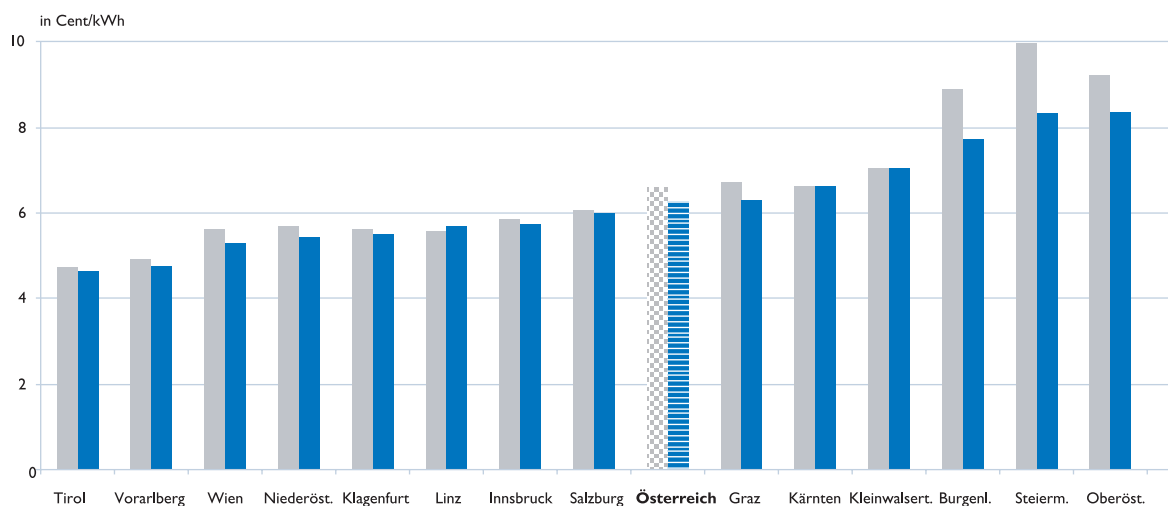
■ 30. Sept. 01 ■ 31. Juli 03



→ **Netznutzungstarife auf Netzebene 7 in Cent/kWh
(gemessene Leistung, 2.000 Benutzungsstunden)**

Abbildung 43

■ 30. Sept. 01 ■ 31. Juli 03

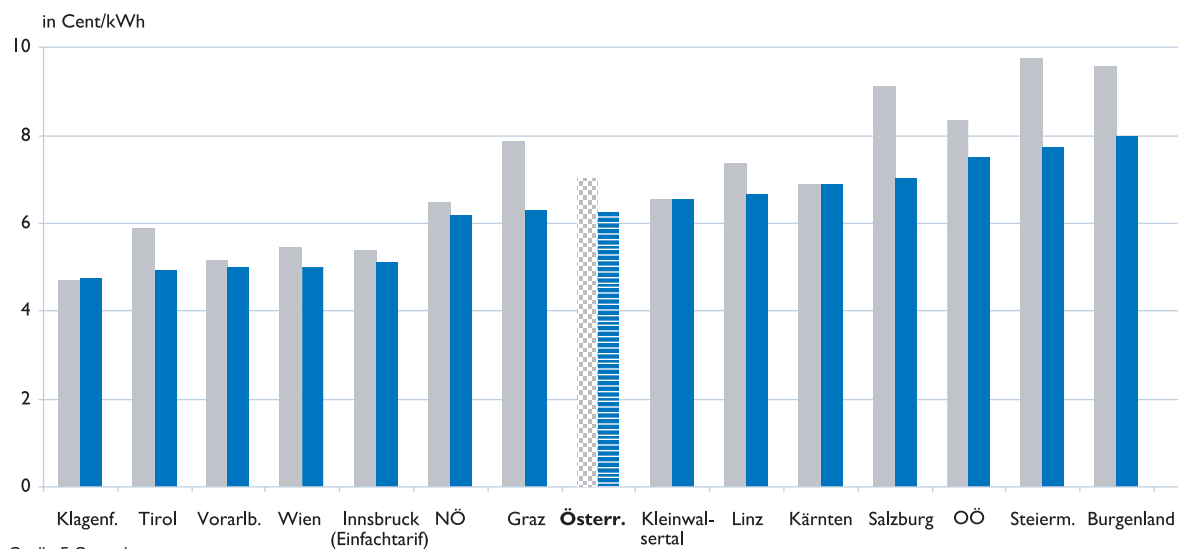


Quelle: E-Control

→ **Netznutzungstarife auf Netzebene 7 in Cent/kWh
(3.500 kWh, nicht gemessene Leistung)**

Abbildung 44

■ 30. Sept. 01 ■ 31. Juli 03



Quelle: E-Control

Ausgleichsenergiemarkt für Strom in der Regelzone Ost

Da sich die Bilanzgruppen normalerweise selbst gut ausregeln können, wird die Minutenreserve vom Regelzonenführer selten abgerufen. Die Regelzonenabweichungen werden meist durch die Sekundärregelung abgedeckt. Der Regelzonenführer ruft die Minutenreserve ab, wenn die zur Verfügung stehende Sekundärregelleistung (+/- 180 MW) ausgeschöpft und eine Tendenz in der Entwicklung der Regelzonenabweichung erkennbar ist. Abbildung 45 zeigt anhand eines Monats die Regelzonenabweichungen je Viertelstunde und die abgerufene Minutenreserve. Positive (negative) Werte deuten auf eine Unterdeckung (Überdeckung) der Regelzone hin.

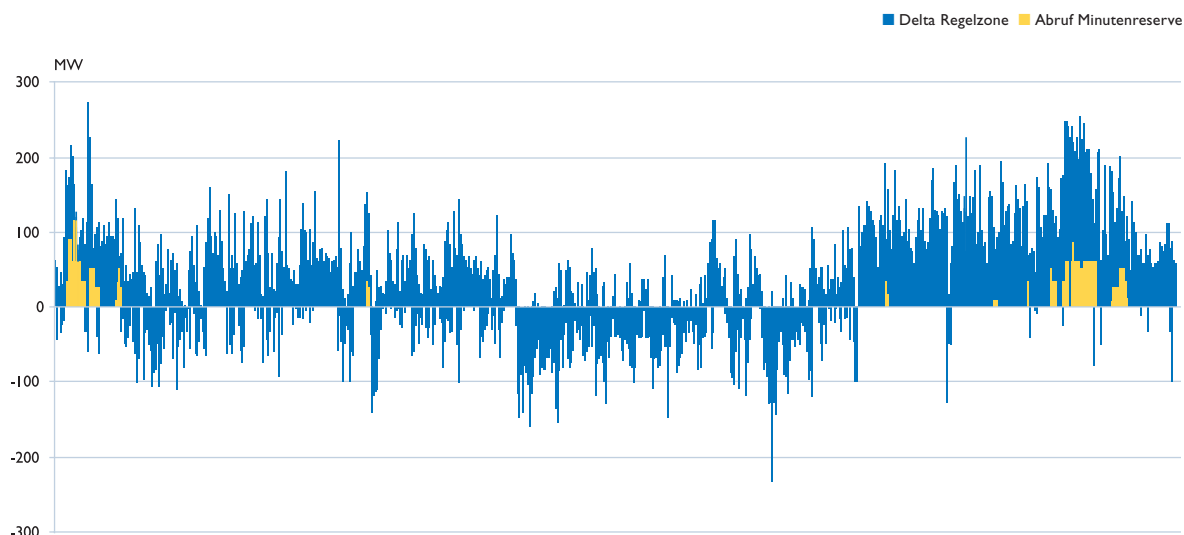
Bei der Festlegung der Rahmenbedingungen des Ausgleichsenergiemarktes im Jahre 2001 wurde angenommen, dass die potenziellen Anbieter von Minutenreserve ihre regelbare Kraftwerks-

leistung täglich anbieten und im Falle eines Abrufes je nach Lieferrichtung den angebotenen Arbeitspreis lukrieren bzw. bezahlen werden. Da aber die Abrufe nur sporadisch erfolgten, mussten die Anbieter ihre Leistung oft „unentgeltlich“ vorhalten. Die Kosten der Vorhaltung konnten durch realistische Arbeitspreisangebote nur teilweise – wenn überhaupt – abgebildet werden. Es wurde daher die Funktion des so genannten Market Makers eingeführt, wodurch die Anbieter für die Kosten der Leistungsvorhaltung zusätzlich abgegolten werden (näheres dazu siehe Seiten 36 bis 38). In diesem Marktsegment sind vier Unternehmen regelmäßig aktiv tätig, wovon jedoch zwei den Markt eindeutig dominieren. Die durch den Market Maker gedeckte Leistungsvorhaltung belief sich in den Sommermonaten auf 100 MW (Lieferung als auch Rücknahme).

Die Verrechnungspreise für die Ausgleichsenergie (Clearingpreise) werden viertelstünd-

→ Regelzonenabweichung und abgerufene Minutenreserve je 1/4-Stunde in der Regelzone Ost – Mai 2003

Abbildung 45



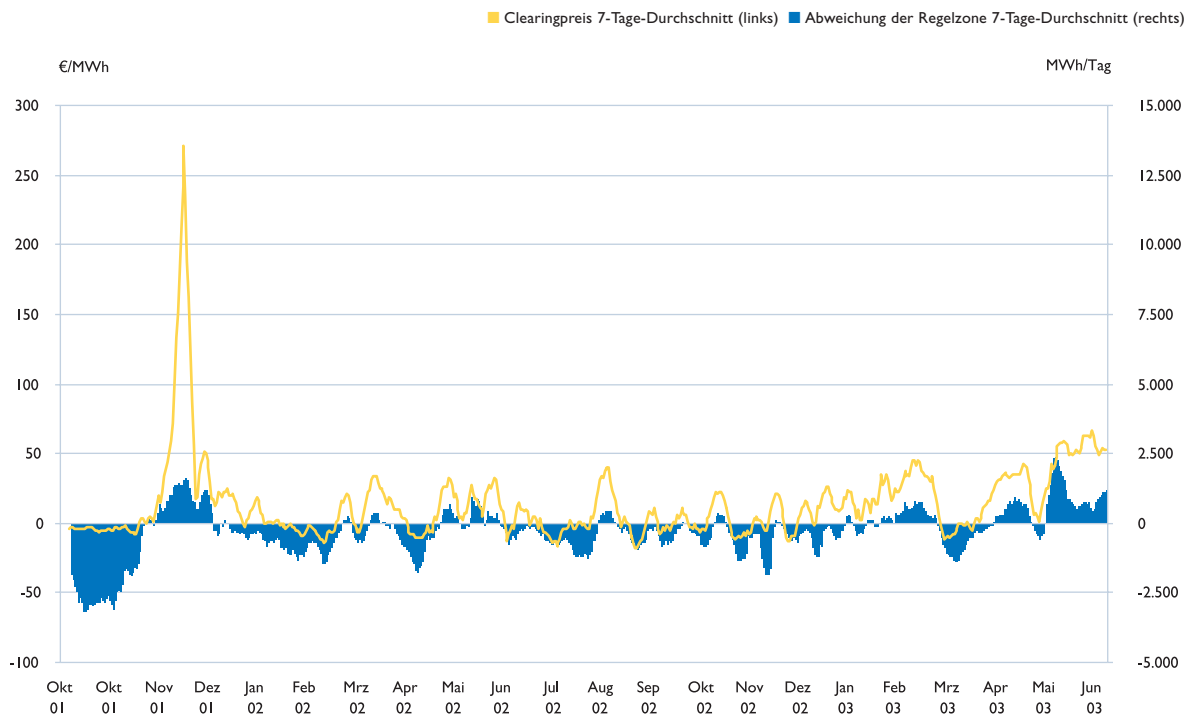
Quelle: APCS

lich festgelegt. Die Höhe dieses Preises wird durch die Angebote der Minutenreserve, die restlichen Ausgleichsenergiekomponenten (u.a. Market Maker) und nicht zuletzt durch die Höhe und Richtung der Regelzonenabweichung bestimmt. Die Clearingpreise können innerhalb eines Tages stark schwanken und sind oft negativ. Das bedeutet, dass Bilanzgruppen, die Ausgleichsenergie beziehen – je nach Richtung der Regelzonenabweichung – dafür sogar „belohnt“ werden. Umgekehrt gilt dies auch: Bilanz-

gruppen müssen teilweise für die Abnahme der von ihnen verursachten Überschussenergie zahlen. Anhand der folgenden Abbildung wird der grundsätzliche Zusammenhang zwischen der Abweichungsrichtung der Regelzone und der Entwicklung des Clearingpreises dargestellt. Negative Werte der Regelzonenabweichung deuten auf eine überlieferte Regelzone hin. In diesem Fall muss der Regelzonenführer die überschüssige Energie zurücknehmen.

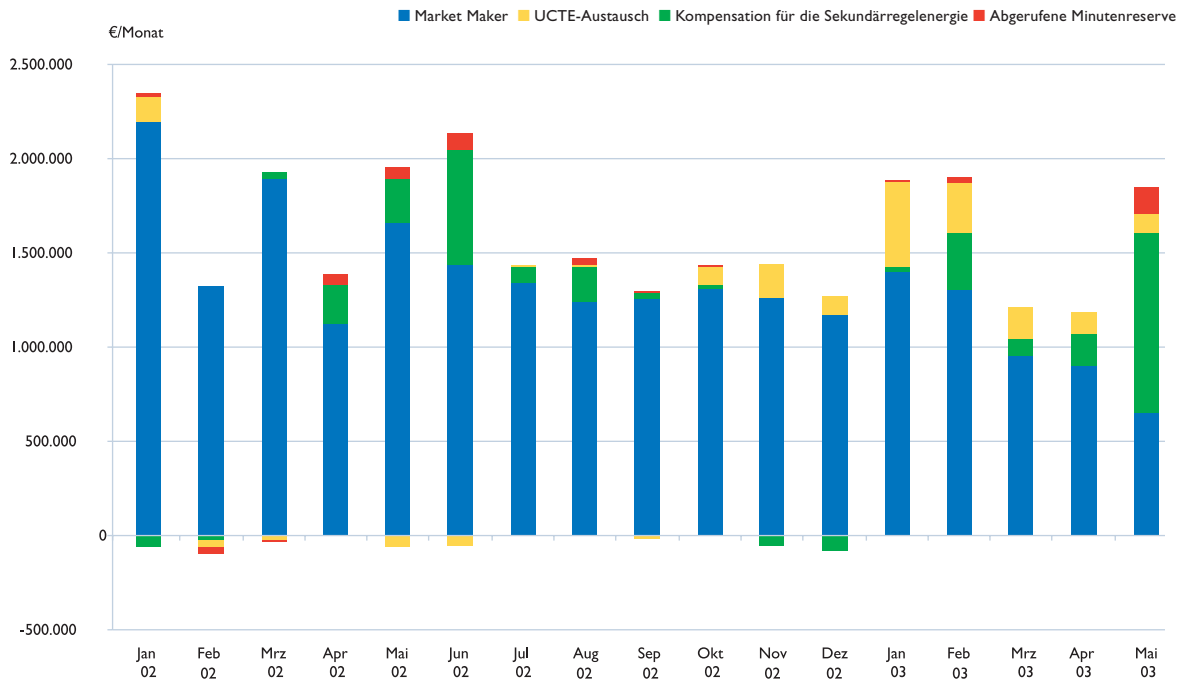
→ Regelzonenabweichung und Clearingpreis in der Regelzone Ost

Abbildung 46



→ Höhe und Zusammensetzung der monatlichen Ausgleichsenergiekosten in der Regelzone Ost

Abbildung 47



Quelle: APCS

Die Gesamtkosten der Ausgleichsenergie variieren monatlich. Sie werden gewöhnlich sehr stark vom Market Maker dominiert. Die Belastung hängt einerseits von der Entwicklung der Großhandelspreise und andererseits vom Angebotsverhalten der Ausgleichsenergiemarktteilnehmer ab. Die Kosten verteilen sich auf den jährlichen öffentlichen Stromverbrauch von etwa 52 TWh. Der Anteil an den reinen Energiekosten bei einem Haushaltskunden liegt bei rund 1 % (rund 0,04 Cent/kWh).

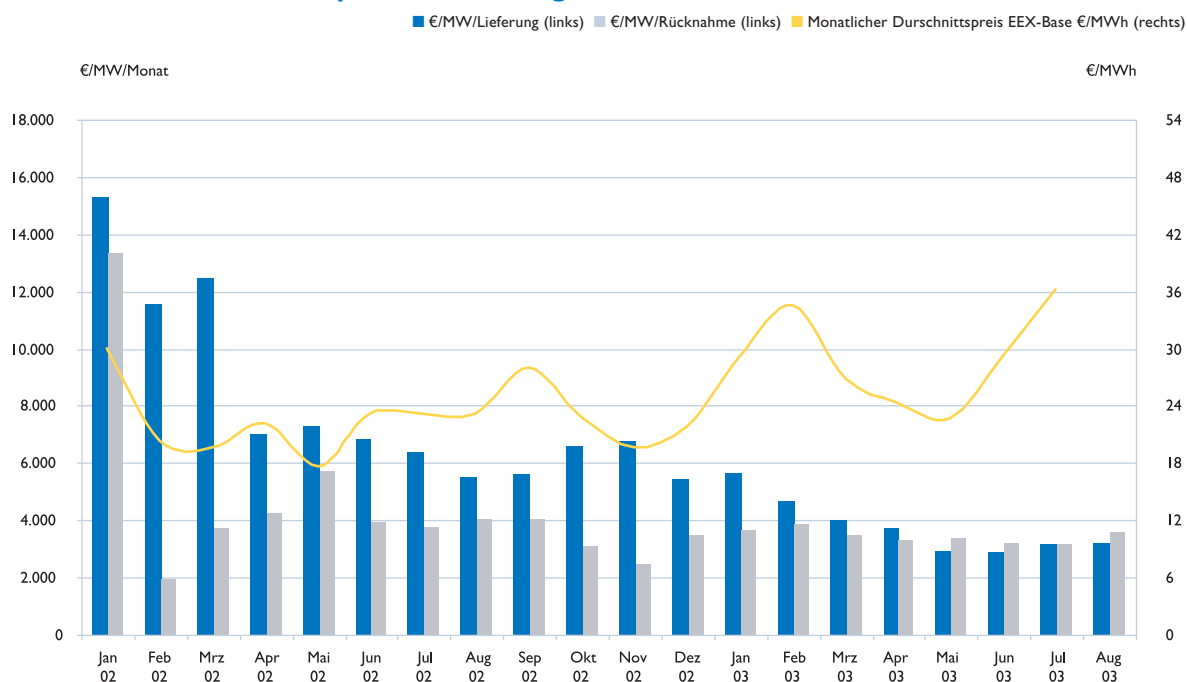
Das Angebotsverhalten der Marktteilnehmer richtet sich nicht allein nach der Preisentwicklung der internationalen Großhandelsmärkte. Jene Bilanzgruppen, die Minutenreserve anbie-

ten, beliefern Endkunden und sind dadurch auch Bezieher von Ausgleichsenergie. Sie sind daher nicht unbedingt an hohen Minutenreserve- bzw. Market-Maker-Kosten interessiert.

Strategische Interessen können bei der Angebotslegung ebenfalls eine wesentliche Rolle spielen. So wurde im Zuge des Zusammenschlussverfahrens zur „Österreichischen Stromlösung“ von der EU-Kommission die dominante Marktstellung der betroffenen Unternehmen am Ausgleichsenergiemarkt untersucht. Gleichzeitig sanken die Angebotspreise für den Market Maker überraschend, obwohl in dieser Periode die zentraleuropäischen Großhandelspreise durchwegs gestiegen sind (Abbildung 48).

→ Entwicklung der Leistungsvorhaltungspreise (Market Maker) und der Großhandelspreise in der Regelzone Ost

Abbildung 48



Quelle: APCS, EEX

Entwicklung der Förderung von Ökostrom- und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen

Bis 31. 12. 2002 lag die Kompetenz der Festlegung der Förderung von Ökostrom- und Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK-)Anlagen beim jeweiligen Landeshauptmann. Dadurch kam es zu unterschiedlichen Förder- und Zuschlagshöhen. Mit dem Ökostromgesetz wird die Förderung dieser Bereiche seit 1. Jänner 2003 bundesweit einheitlich geregelt. Dies führte auch zu einer Senkung der Gesamtkosten für die Unterstützung, da die Erzeugungspotenziale am jeweils günstigsten Ort genutzt werden.

Getragen wird der Förderungsaufwand durch die Endverbraucher und durch die Stromhändler (Zuweisung eines aliquoten Anteils des unterstützten Ökostroms zu einem

Verrechnungspreis von 4,5 Cent/kWh), die in der Regel die höheren Kosten an die Endkunden weitergeben. Für die Endkunden wiederum ist der Zuschlag für Ökoanlagen (0,22 Cent/kWh), Kleinwasserkraft (0,16 Cent/kWh) und KWK (0,15 Cent/kWh) nach oben hin begrenzt und wird im Jahr 2003 nur teilweise voll ausgenutzt. Derzeit beträgt die Kostenbelastung pro kWh für jeden Endverbraucher auf Netzebene 7 rund 0,289 Cent/kWh. Vor der Vereinheitlichung hingegen lagen die Belastungen je nach Bundesland zwischen 0,06 und 0,8 Cent/kWh. Eine Differenzierung der Zuschlagshöhe für Endkunden wird lediglich bei den Ökostromanlagen (ohne KWK- und Kleinwasserkraftwerksanlagen) vorgenommen. Der Zuschlag differiert zwischen Netzebene 3 und Netzebene 7 zwischen 0,094 Cent/kWh und 0,134 Cent/kWh.

Preisentwicklungen am Gasmarkt

Bisher ist der Gaspreis an die Entwicklung des Ölpreises gekoppelt und unterlag den gleichen Entwicklungen, jedoch mit einer zeitlichen Verzögerung – in der Regel von drei bis sechs Monaten – sowie einer geringen Volatilität. Primäre Zielsetzung dabei war, die Wettbewerbsfähigkeit von Erdgas gegenüber möglichen Substitutionsgütern zu stärken und somit den Marktanteil am Markt für Primärenergieträger zu erhöhen. Die steigende Bedeutung von Erdgas als Primärenergieträger in den vergangenen Jahren bestätigt diese Vorgangsweise. Weitere Gründe der Preiskoppelung sind:

- die oftmals gleichzeitige Förderung von Erdgas und Erdöl und die damit verbundenen ähnlichen Kostenstrukturen (hohe Fixkosten für die Aufbereitung und den Transport) und
- die Verringerung der Marktchancen für Händler, die beide Produkte verkaufen, wenn die Preise zu stark divergieren.

Die Koppelung an den Heizölpreis wird in zwei Schritten vorgenommen:

- Bestimmung eines Basispreises, der regelmäßig angepasst wird und
- Dynamisierung dieses Ausgangspreises.

Weiters werden neben diesen zwei Faktoren auch quantifizierbare Verwendungsvor- und -nachteile miteinbezogen. Dazu zählen u.a. Betriebs- und Investitionskostenunterschiede sowie Anwendungs- und sonstige Vor- und Nachteile. Wettbewerbsfähig ist der Gaspreis, wenn ein Gasverbraucher unter Berücksichtigung dieser Vor- und Nachteile nicht schlechter gestellt ist als mit einem Substitutionsgut (u.a. Heizöl).

Durch die Liberalisierung wird allgemein erwartet, dass der Gaspreis sich zumindest teilweise

vom Ölpreis abkoppelt. Durch das Entstehen von Spotmärkten (z.B. Zeebrugge), an denen Erdgasmengen gehandelt werden, sollte es zu einer weitgehenden Abkoppelung des Gaspreises vom Ölpreis kommen. Zentrale Bestimmungsfaktoren des Erdgaspreises werden dabei vor allem der Gas-zu-Gas-Wettbewerb anstelle des Wettbewerbs zwischen verschiedenen Primärenergieträgern und die jeweilige Angebots- bzw. Nachfrageposition sein. Trotzdem wird es weiterhin eine gewisse Korrelation der Preise mit Substitutionsgütern geben.

Gesamtgaspreisentwicklung

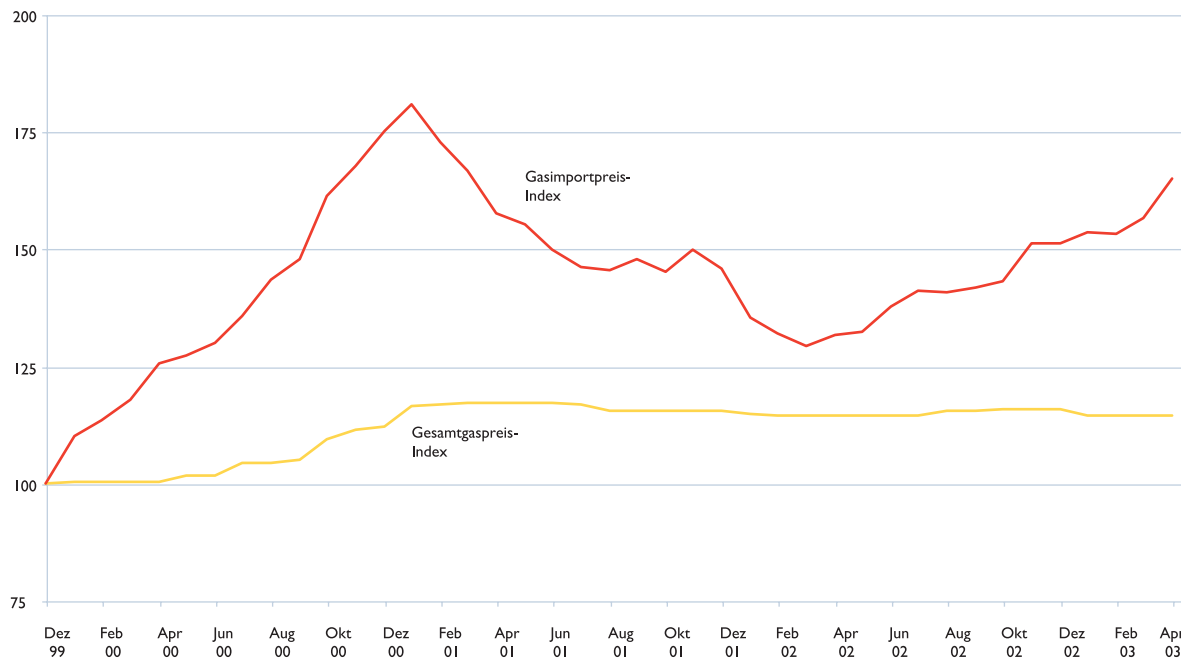
Im Gegensatz zur Gesamtstrompreisentwicklung spiegelt die Entwicklung des Gesamtgaspreises (inklusive Steuern und Abgaben sowie Netzkosten) nicht direkt die einzelnen Ereignisse am Markt wider (Öffnung des Marktes), sondern verläuft ab Jänner 2000 auf einem konstanten Niveau. Der Anstieg des Gesamtgaspreis-Index ist auf die Ölpreisentwicklung zurückzuführen. Steigende Ölpreise haben zu einem Anstieg der Gasimportpreise und somit auch der Endkundenpreise geführt⁴⁷. Zu erkennen ist, dass der Anstieg des Gasimportpreises an die Endkunden nicht im gleichen Ausmaß weitergegeben wurde wie der Rückgang des Importpreises. Da die Energiekosten jedoch nur einen Teil des Gesamtpreises ausmachen, fällt der Verlauf gegenüber dem Gasimportpreis-Index gleichmäßiger aus.

Der Importpreis für Erdgas zeigte in den ersten Monaten nach dem 1. 10. 2002 eine ansteigende Entwicklung. Die Ölpreise lagen bedingt durch die Irak-Krise im Winter 2002/2003 kurzfristig auf ähnlich hohem Niveau wie 2000/2001 und damit weit über dem langjährigen Durchschnitt. Die Preisspitze beim Importpreis lag im April 2003. Die ansteigenden Ölpreise spiegeln sich je nach TOP-Vertrag mit drei bis sechsmonatiger Verspätung im Importpreis wider.

⁴⁶ Die höhere Volatilität des Gasimportpreis-Index – verglichen mit dem Gasgesamtpreis – ist auf eine geringere Ausgangszahl (der Gasimportpreis liegt deutlich unter dem Gasgesamtpreis) zurückzuführen. Zusätzlich machen die Energiekosten nur einen Teil des Marktpreises aus.

→ Gesamtgaspreis- und Gasimportpreis-Index (Index Dez. 1999 = 100)

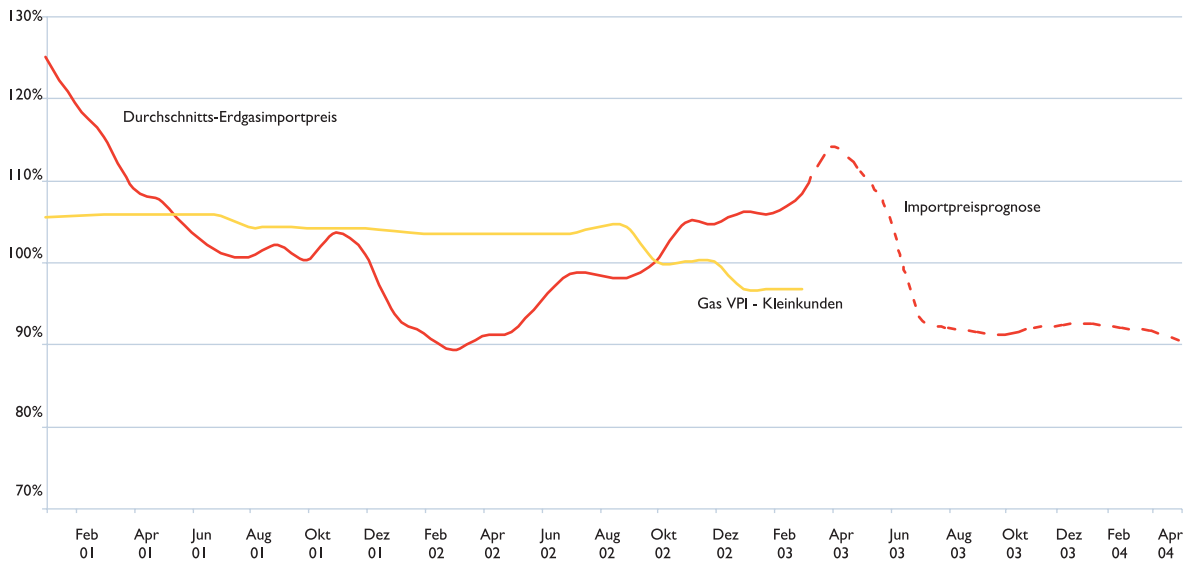
Abbildung 49



Quelle: Statistik Austria

→ Erdgasimportpreis-Index und Gas-VPI

Abbildung 50



Quelle: Statistik Austria, E-Control

Im Laufe des Frühjahrs 2003 sanken die internationalen Öllindikatoren jedoch wieder deutlich ab. Auch die bestehende Schwäche des Dollars gegenüber dem Euro seit Mai 2003 unterstützte diese Entwicklung. In der Folge ist damit zu rechnen, dass die Preise für Erdgasimporte im Sommerhalbjahr 2003 um knapp 10 % unter dem Niveau zum Liberalisierungszeitpunkt liegen dürften.

Endkundenpreisentwicklung – Industrie

Verglichen mit dem Strommarkt liegt vom Gasmarkt noch weniger Datenmaterial über Preise im Industriekundensegment vor. Anzunehmen ist jedoch, dass die Erdgaspreise für Industrieunternehmen mangels Wettbewerb nicht so deutlich gesunken sind wie im Strommarkt.

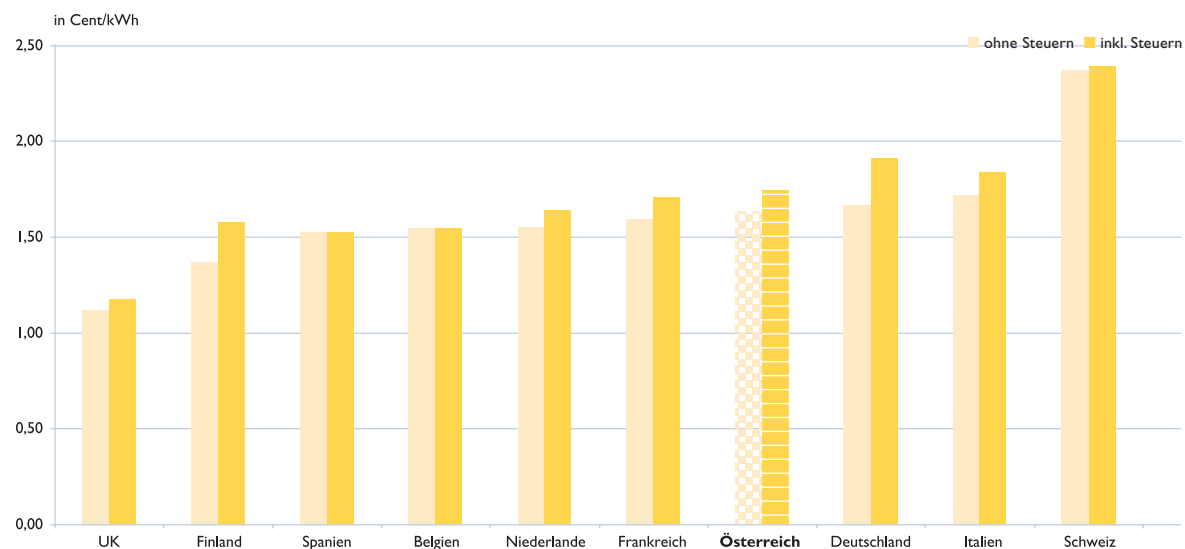
Abbildung 51 zeigt, dass die österreichischen Industriepreise für Erdgas im internationalen Vergleich im Mittelfeld liegen. Nur in Italien, der Schweiz und in Deutschland liegen die Erdgaspreise sowohl exklusive als auch inklusive Steuern über jenen in Österreich. Mit Ausnahme von Großbritannien und der Schweiz liegen die Gaspreise in Europa jedoch innerhalb einer geringen Bandbreite, was u.a. auf die geringe Anzahl von Erdgaserzeugern zurückzuführen ist.

Endkundenpreisentwicklung – Haushalte

Bei den Gaspreisen im Haushaltskundenbereich sind im Frühjahr 2003 im Zuge der Liberalisierung die Gesamtpreise in einigen Netzgebieten gesunken. Die höheren Einstandspreise zu Beginn des Jahres 2003 wurden von den Anbietern

→ Industriegaspreise inklusive Netzkosten im europäischen Vergleich (500 GWh/a)

Abbildung 51



Quelle: Energy Advice

erst Ende des zweiten Quartals an die Endkunden weitergegeben. Da bei Inkrafttreten der Preiserhöhungen jedoch bereits ein Rückgang der Großhandelspreise abzusehen war, ist zu erwarten, dass die Energiepreise bei gleichbleibender Entwicklung der Einstandspreise sinken werden.

Entwicklung war auch im Strommarkt gegeben. Ähnlich wie am Strommarkt sind seit der vollständigen Öffnung des Gasmarktes im Haushaltskundenbereich mehrere Alternativenanbieter tätig. Ihre Angebote sind vielerorts günstiger als die des angestammten Gasversorgers (Local Player).

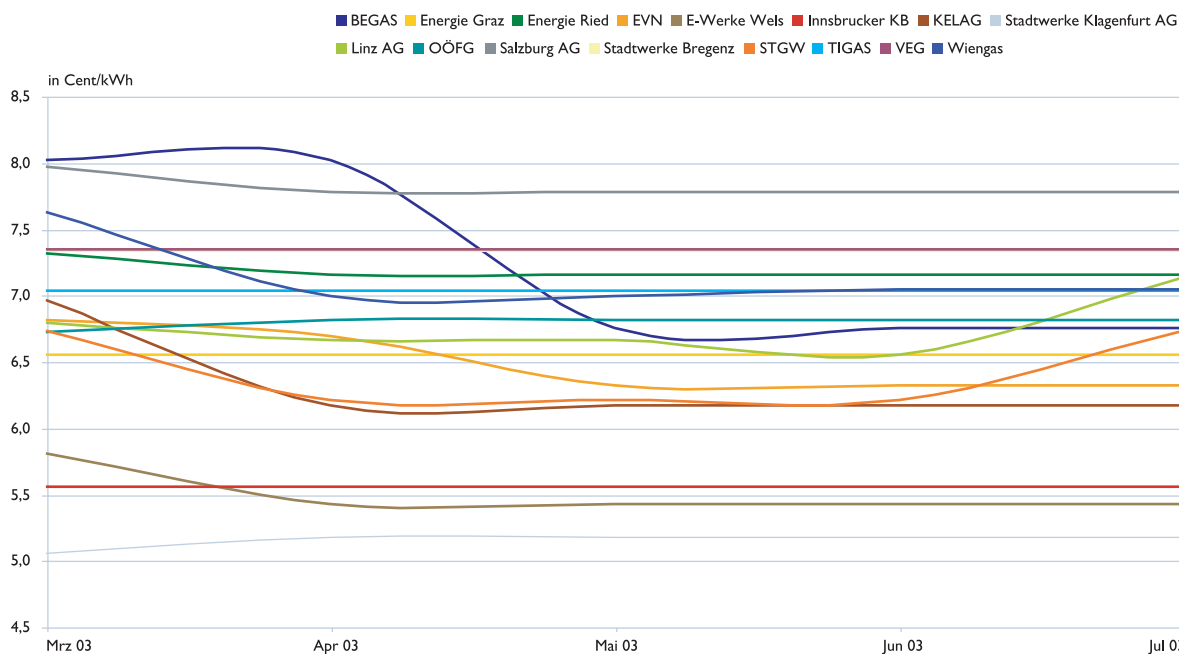
Die zum Liberalisierungszeitpunkt gültige Erdgasabgabe in Höhe von 4,36 Cent/m³ wird mit Jahresanfang 2004 auf 6,60 Cent/m³ erhöht. Für den Endkunden bedeutet dies, dass die Einspar-effekte aufgrund des Gas-zu-Gas-Wettbewerbs (rund € 160 Mio. für alle Endkunden) zum überwiegenden Teil durch die Erhöhung der Erdgasabgabe (Preisanstieg von rund 30 €/Jahr für Haushaltskunden) kompensiert werden. Diese

Obwohl die Gesamtgaspreise (Leitung + Energie) quer durch Österreich nicht stark divergieren, gibt die etwas differenziertere Betrachtung der Preise ein aufschlussreiches Bild ab.

Teilt man die Gesamtgaspreise in die Komponenten Leitungsgebühren und Energiepreise auf, dann fällt eine starke regionale Streuung der Leitungsgebühren auf. Ein Standardhaushalts-

→ Haushaltsgaspreisvergleich nach Netzgebiet inklusive Steuern und Abgaben

Abbildung 52



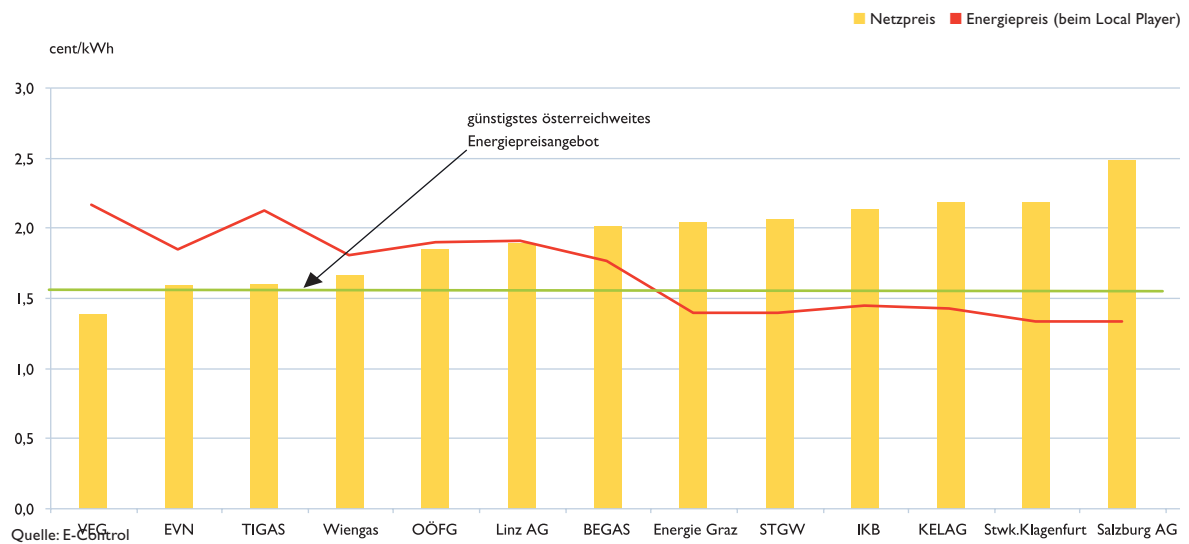
Quelle: E-Control

kunde zahlt für die gleiche Leitungsdienstleistung in Salzburg etwa 78 % mehr als ein vergleichbarer Kunde in Vorarlberg. Es ist auch eine interessante Wechselwirkung zwischen der Höhe der Leitungsgebühren und dem Energielieferangebot des Local Players zu beobachten. In Netzbereichen mit höheren Leitungsgebühren tendieren die Energiepreise dazu, niedriger zu sein als in Gebieten mit niedrigeren Leitungsgebühren. Diese Konstellation deutet auf eine mögliche Quersubventionierung zwischen dem

Leitungs- und Energiebereich hin, die potenziell wettbewerbshemmend wirkt. Leitungsbetreiber mit hohen Leitungstarifen können sich erlauben, ihre Energielieferangebote unter den tatsächlichen Kosten der Energieversorgung zu halten und so den Markteintritt eines landesweit agierenden, im Leitungsgeschäft nicht tätigen Wettbewerbers zu verhindern. Die Senkung von auffällig hohen Leitungsgebühren ist ein wichtiges Element zur Belebung des Wettbewerbs im Segment Energielieferung.

→ **Energiepreise Gas im Vergleich zu den Leitungsgebühren – Juni 2003 (15.000 kWh/Jahr)**

Abbildung 53



→ Strom- und Gaspreiszusammensetzung

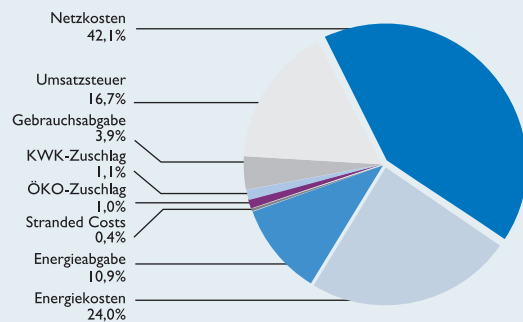
Kasten 9

Der Vergleich der Zusammensetzung der Strom- und Gaspreise im Haushaltsbereich zeigt, dass der Anteil des Energiepreises am Gesamtpreis im Gasbereich deutlich höher ist als im Strombereich. Zusätzlich liegen die Kosten für den Gasverbrauch im Durchschnitt bei Haushalten mit rund 650 €/Jahr deutlich über jenen für den Stromverbrauch (rund 350 €/Jahr). Beides sollte für einen leichteren Markteintritt und somit ein größeres Wettbewerbspotenzial am Gasmarkt sprechen, was jedoch derzeit noch nicht zu beobachten ist.

Wie die Abbildungen 54 und 55 darstellen, ist auch der Anteil der Steuern und Abgaben am Gasmarkt (aufgrund der Förderungen von Ökostrom- und KWK-Anlagen im Strombereich) deutlich niedriger. Die Abbildungen zeigen jedoch auch, dass sowohl im Strom- als auch im Gasmarkt die Netzkosten nach wie vor eine dominierende Stellung einnehmen und Senkungen der Energiepreise nur zu geringen Einsparungen des Gesamtpreises führen.

→ Strompreiszusammensetzung (Netzbereich Wienstrom, 3.500 kWh, günstigster Anbieter)

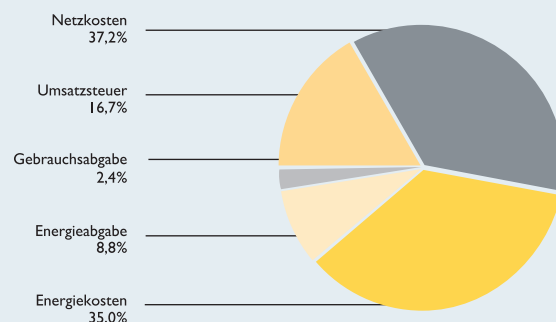
Abbildung 54



Quelle: E-Control

→ Gaspreiszusammensetzung (Netzbereich Wiengas, 15.000 kWh, günstigster Anbieter)

Abbildung 55



Quelle: E-Control

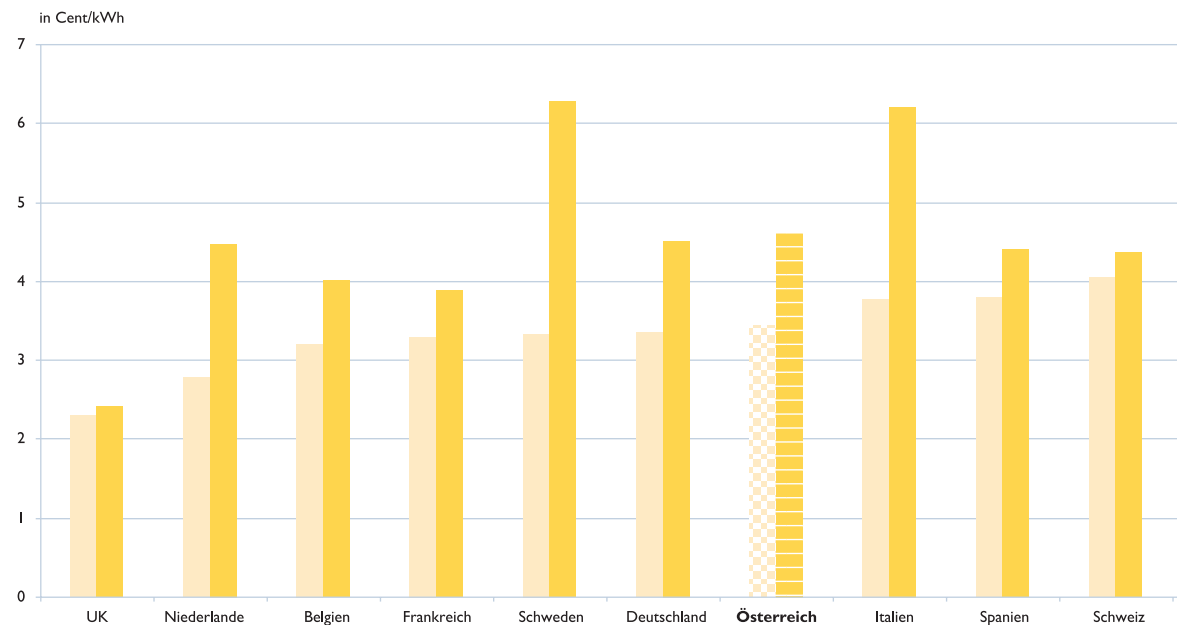
Der europäische Vergleich der Erdgaspreise für Haushaltskunden zeigt ein ähnliches Bild wie jenes der Industriekunden, jedoch auf einem deutlich höheren Niveau. Auch hier liegt Österreich bei den Erdgaspreisen exklusive Steuern im Mittelfeld. Auffallend ist jedoch, dass das Niveau des Erdgaspreises für Haushaltskunden uneinheitlicher ist als jenes der Industriekunden. Zu einer Verstärkung der europäischen

Unterschiede kommt es durch die Miteinbeziehung der Steuern. Im europäischen Vergleich der Erdgaspreise inklusive Steuern hat Österreich den dritthöchsten Erdgaspreis, gemeinsam mit Deutschland und den Niederlanden. Nur in Schweden und in Italien liegen die Erdgaspreise inklusive Steuern deutlich über den österreichischen Preisen.

→ **Haushaltsgaspreise inklusive Netzkosten im europäischen Vergleich (30.000 kWh/a)**

Abbildung 56

■ ohne Steuern ■ inkl. Steuern



Quelle: Energy Advice

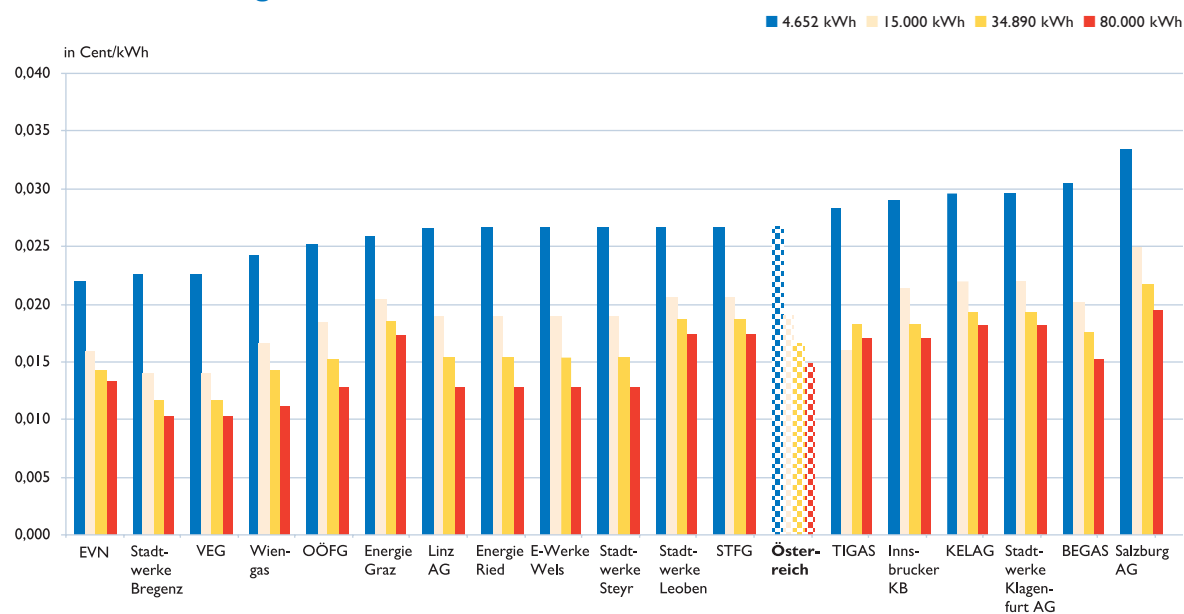
Systemnutzungstarife für Erdgas

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Netznutzungstarife für Kleinverbraucher mit unterschiedlichen Abnahmemengen. Bei steigender Abnahmemenge reduzieren sich die Kosten für die Netznutzung pro kWh. Dies ergibt sich einerseits aus der Pauschale, die jedenfalls zu entrichten ist, und andererseits aufgrund der sinkenden Netzkosten je Zone. Deutlich zu sehen ist das unterschiedliche Niveau der Netz-

nutzungsgebühren in den einzelnen Netzbereichen. Auch im Gasbereich liegen die Netznutzungstarife im Osten und Westen tendenziell unter jenen in Salzburg, Burgenland und Kärnten. Deutliche Unterschiede der Höhe der Netznutzungsgebühren sind bei allen Abnahmemengen zu beobachten. Dabei kommt es abhängig von der Abnahmemenge zu Unterschieden zwischen niedrigstem und höchstem Netznutzungstarif von mehr als 75 %.

→ Gasnetznutzungstarife für Kleinverbraucher

Abbildung 57



Quelle: E-Control

→ Festsetzung der Gassystemnutzungstarife

Kasten 10

Die Netztarife im Gasbereich werden in der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO) der E-Control Kommission festgesetzt. Mit Wirksamkeit vom 1. 10. 2002 wurden in der GSNT-VO erstmals Systemnutzungstarife mit einer einheitlichen Tarifstruktur innerhalb der neun Netzbereiche Österreichs verordnet. Die Höhe der Systemnutzungstarife differiert jedoch in den einzelnen Bundesländern, was teilweise auf unterschiedliche Einflussfaktoren (u.a. Dichte des Netzes, Topographie) zurückzuführen ist.

Die Netztarife setzen sich aus den Kosten der drei Netzebenen, den Regelzonenführerkosten und den Kosten der Regulierung gemäß Energie-Regulierungsbehördengesetz zusammen. Die Kosten der drei Netzebenen werden pro Unternehmen erhoben und geprüft. Die Ersttarifizierung im Jahre 2002 basiert auf den Ergebnissen eines Gutachtens von Bogner/Christoph⁴⁸ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit. In diesem Gutachten wurden die Kostenbasis der Netzbetreiber geprüft und für die Tarifizierung festgelegt sowie verschiedene Vorschläge für eine einheitliche Tarifstruktur und eine Aufteilung der Kosten der Fernleitungsebene ausführlich dargestellt. Die Aufteilung der Kosten der Fernleitungsebene wurde anhand eines „Briefmarkenmodells“ durchgeführt und auf die Ebenen 2 und 3 weitergewälzt.

Die Berechnung des Arbeitspreises erfolgt mittels

Zonung. Für die ersten 8.000 kWh kommt der Tarif in der Zone 1 zur Anwendung, für die folgenden 7.000 kWh der Tarif in der Zone 2 und für die darauf folgenden 25.000 kWh der Tarif in der Zone 3, usw. Ab einem Verbrauch von 1,107.001 kWh muss gemäß § 3a Lastprofilverordnung⁴⁹ ein Lastprofilzähler eingebaut werden.

In den Zonen 1 – 7 ist von den Endkunden eine Pauschale zu entrichten, um die unabhängig vom Verbrauch anfallenden fixen Kostenbestandteile (u.a. Administration, Verrechnung, Störungsdienst und Wartung der Netze) abzudecken.

Der leistungsbezogene Anteil des Netznutzungsentgeltes ist grundsätzlich auf den Zeitraum eines Jahres zu beziehen und ist so gestaltet, dass der leistungsbezogene Anteil 80 % des Netznutzungspreises je Netzebene nicht übersteigt.

Während des Tarifizierungsprozesses im Herbst 2002 wurde die Tarifstruktur – basierend auf den geprüften Daten und Vorschlägen des Gutachtens Bogner/Christoph – von der E-Control gemeinsam mit der Branche ausgearbeitet. Die endgültige Tarifstruktur stellt im Wesentlichen eine Kombination der verschiedenen, bereits vor der Liberalisierung bestehenden Tarifstrukturen in den Netzbereichen und der Vorgaben des GWG 2002 dar. Die GSNT-VO legt elf Tarifzonen für unterschiedliche Jahresverbrauchsmengen fest.

Im Bereich der leistungsgemessenen Abnehmer sind wie im Kleinkundenbereich ebenfalls hohe Differenzen zwischen den einzelnen Netzbereichen zu beobachten. Dies ist einerseits von der Kundenstruktur in den Netzbereichen und andererseits von der Aufteilung zwischen Leistungs- und Arbeitspreis abhängig. Die Netznutzungsentgelte im Netzbereich

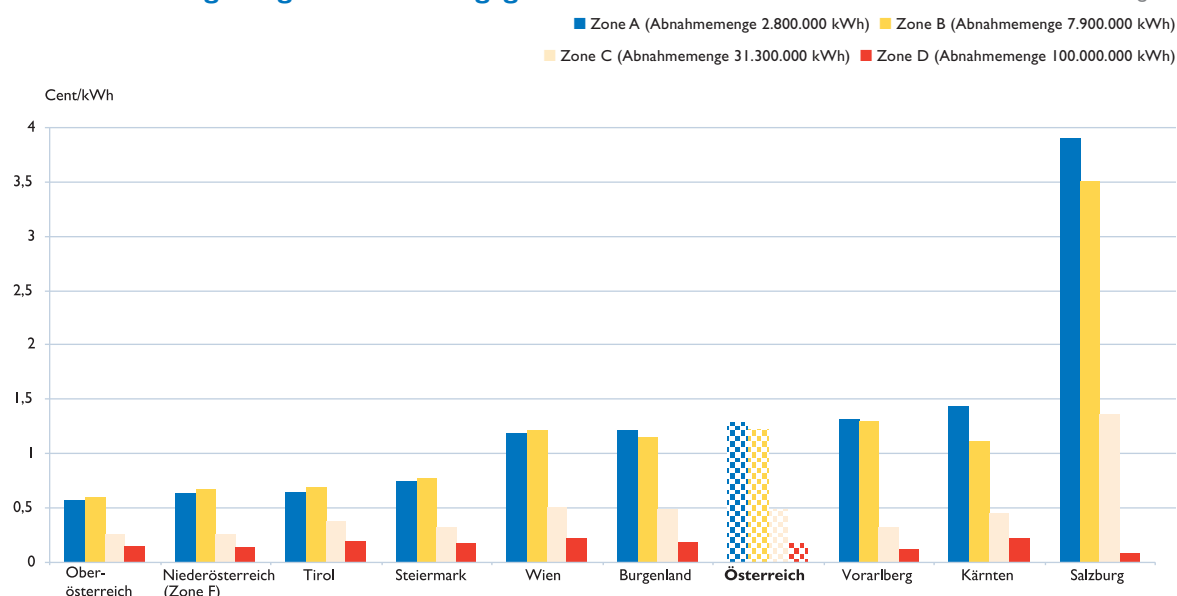
z. B. der Salzburg AG liegen rund das 7-Fache über jenen der günstigsten Netznutzungskosten. Auch im Bereich der Gasnetznutzungstarife ist eine Homogenisierung der Netznutzungsentgelte notwendig, um einheitliche Rahmenbedingungen am österreichischen Gasmarkt zu schaffen.

⁴⁸ Gutachten über die Ausgestaltung der Rahmenbedingungen für eine 100%ige Marktöffnung, die Bestimmung der Tarifstruktur für die Systemnutzung im Bereich öffentlicher Erdgasnetze und die Bestimmung der Bedingungen und Kosten einer Erdgas-Notversorgung (2002)

⁴⁹ Verordnung der Energie-Control GmbH betreffend Zuordnung, Erstellung und Anpassung von standardisierten Lastprofilen (Lastprofilverordnung) vom 26. August 2002

→ Netznutzungsentgelt für leistungsgemessene Kunden

Abbildung 58



Quelle: E-Control

Ausgleichsenergiemarkt für Erdgas

Die Ausgleichsenergiemärkte für Erdgas sind in Österreich stark konzentriert. In Tirol und Vorarlberg bietet jeweils die Landesgesellschaft Ausgleichsenergie an. In der Regelzone Ost dominiert die Eongas den Ausgleichsenergiemarkt mit einem Marktanteil von rund 75 %. Gerade zu Lastspitzen ist der Ausgleichsenergiemarkt weitgehend von einem Unternehmen abhängig.

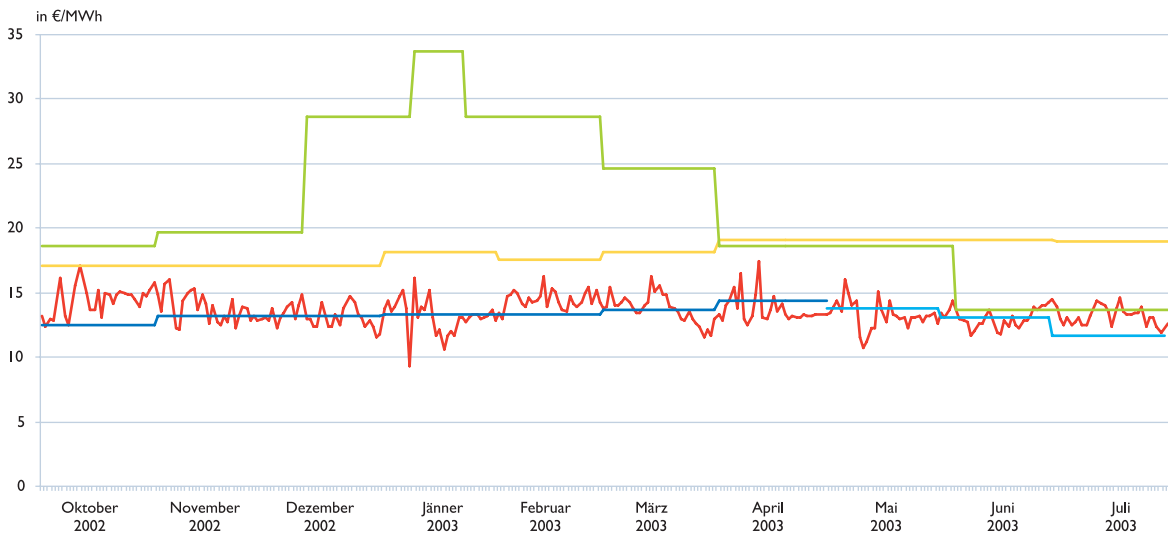
Die Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise verläuft in den einzelnen Regelzonen sehr unterschiedlich, wobei von einem Ausgleichsenergiemarkt trotz hoher Marktkonzentration ausschließlich in der Regelzone Ost gesprochen werden kann. Die Ausgleichsenergiepreise in Tirol und Vorarlberg liegen deutlich über dem Ausgleichsenergiepreis in der Regelzone Ost. Unklar ist, weshalb es vor allem in Vorarlberg bei nur einem Anbieter zu Preisschwankungen kommt.

Interessant erscheint auch der Vergleich der Importpreise mit der Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise. So liegen die Ausgleichsenergiepreise in Tirol und Vorarlberg deutlich über den Importpreisen. In der Regelzone Ost hingegen bewegt sich der Ausgleichsenergiepreis um den Importpreis. Das heißt, dass eine Unterdeckung zeitweise günstiger kommt, da die Ausgleichsenergiekosten unter dem Preis für importierte Erdgasmengen liegen.

Abbildung 61 zeigt die Preis- und Mengenentwicklung des Gasjahres 2002/2003. Hier wird der Rückgang des Kaufs von Ausgleichsenergie von einem hohen Niveau im Oktober (38,5 Mio. m³, im Vergleich lag der gesamte Gasverbrauch in diesem Monat bei 723 Mio. m³) auf 1,5 Mio. m³ im April deutlich (Gesamtverbrauch in diesem Monat bei 670,2 Mio. m³, also eine vergleichbare Größenordnung wie der Verbrauch im Oktober).

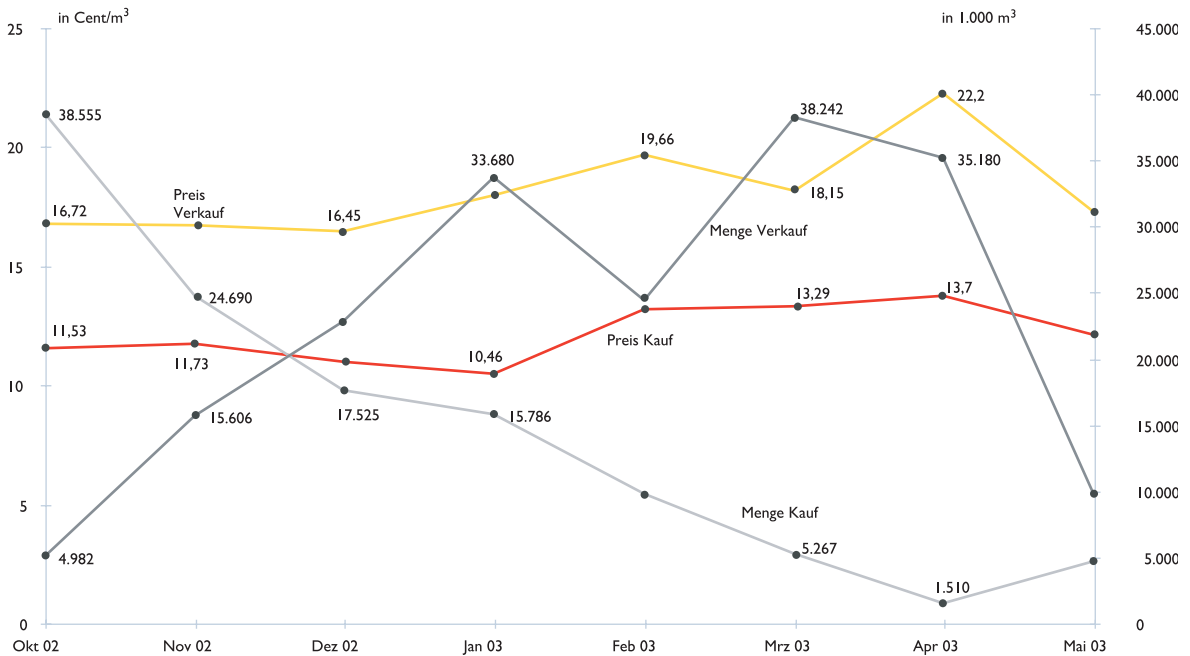
→ **Ausgleichsenergiepreis- und Importpreisentwicklung in den Regelzonen** Abbildung 59

■ Importpreis – Statistik Austria ■ Regelzone Tirol ■ Regelzone Vorarlberg ■ AGCS Durchschnittlicher Ausgleichsenergiepreis ■ Importpreisprognose



Quelle: AGCS, A&B, Statistik Austria, E-Control

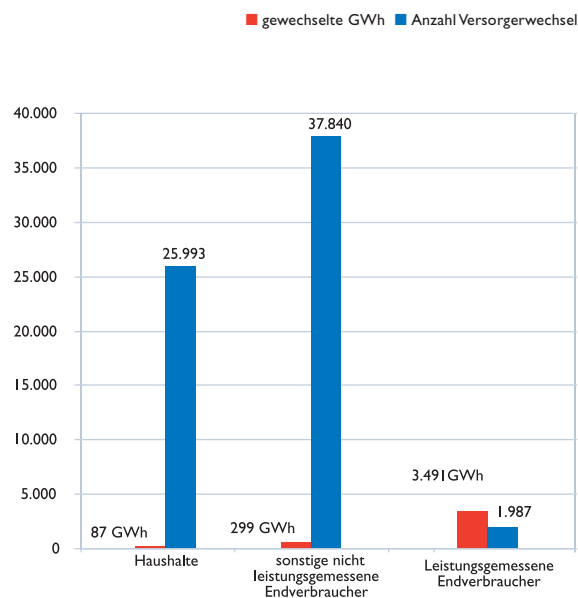
→ **Preis- und Mengenentwicklung am Ausgleichsenergiemarkt für Gas** Abbildung 60



Quelle: AGCS

Das Linepack stellt eine zusätzliche Möglichkeit dar, Schwankungen des Erdgasverbrauchs sowie Abweichungen zwischen Einspeisung und Entnahme auszugleichen. Bisher wurde diese kostengünstige Möglichkeit des Ausgleichs nicht vollständig genutzt, da nicht bekannt ist, welche Erdgasmengen im Netz zur Verfügung stehen. Hingegen wird der Ausgleichsenergiemarkt von den Gasunternehmen für kurzfristigen Gashandel genutzt. Dies hat für die Unternehmen den Vorteil, dass sie nicht das Mengenrisiko für die Gasmengen übernehmen müssen. Sofern der Regelzonenführer diese Gasmengen nicht verkaufen kann und diese im Netz verbleiben, kann die Überlieferung zu technischen Problemen führen.

→ **Versorgerwechsel nach Kundengruppen (Anzahl und Menge)** Abbildung 61



Quelle: E-Control

→ **Wechsel am Endkundenmarkt**

Wechselverhalten im Strommarkt

Die von der E-Control durchgeführte Erhebung Ende 2002 liefert die letzten umfassenden Ergebnisse zum Thema gewechselte Kunden und neu verhandelte Verträge vom 1. Jänner 2001 bis 30. September 2002.

Die Ergebnisse zeigen, dass je größer die Abnahmemenge, desto höher auch die Bereitschaft der Endabnehmer, den Lieferanten zu wechseln und desto größer auch die Einsparungen.

Die Anzahl der Haushalts- und Gewerbekunden (sonstige nicht leistungsgemessene Kunden) ist deutlich höher als jene der Großabnehmer (leistungsgemessene Endverbraucher). Die Wechselraten je Kundengruppen zeigen jedoch, dass mehr als 13 % der Großabnehmer ihren Lieferanten zumindest einmal gewechselt haben. Hingegen liegt die Wechselrate bei Gewerbekunden bei rd. 4 % und bei Haushaltskunden bei rd. 1 % aller Kunden im jeweiligen Segment. In diesen beiden Tarifgruppen ist anzumerken, dass von den Verbrauchern kaum aktiv die vertragliche Situation geändert wurde, allerdings allgemeine Preisreduktionen – insbesondere bei den früheren Gewerbetarifen, aber auch bei den Haushalten – lukriert werden konnten.

Bei den Haushalten ist ein gleichmäßiges, leicht ansteigendes Wechselverhalten festzustellen. Die Anzahl jener Kunden, die ihren Versorger gewechselt haben, stieg von knapp 6.000 bzw. 0,17 % im ersten Quartal der Voll liberalisierung (4. Quartal 2001) auf deutlich über 7.000 im 3. Quartal 2002 an.

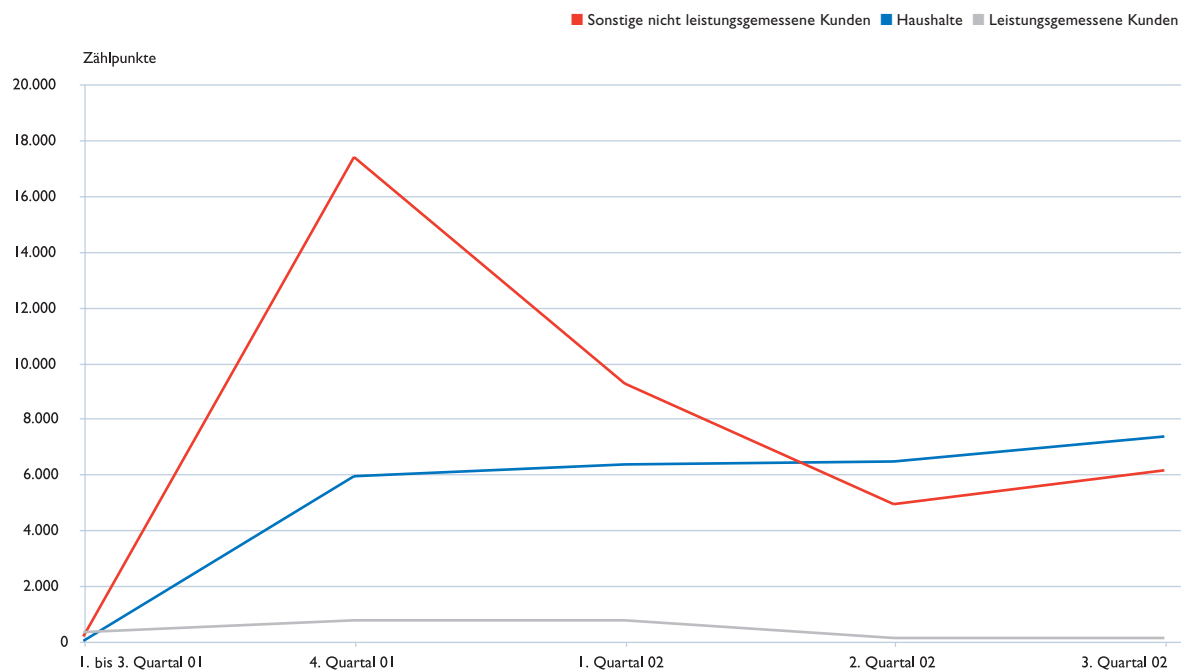
Bei den sonstigen Tarifabnehmern konnte keine stetige Entwicklung festgestellt werden. Im ersten Quartal der Voll liberalisierung war mit 1,5 % eine deutlich höhere Wechselrate gegeben als in den folgenden Quartalen, in denen zwischen 0,4 % und 0,8 % gewechselt haben. Daher ist es im dritten Quartal 2002 wieder zu einem Anstieg der Wechselrate

gekommen. Auch im Großkundenbereich ist die zeitliche Entwicklung der Wechselrate stark akzentuiert. Zusätzlich ist in diesem Marktsegment zu beobachten, dass bereits vor dem 1. Oktober 2001 Großkunden die Möglichkeit wahrgenommen haben, ihren Lieferanten zu wechseln. Der Rückgang der Wechselrate ist unter anderem auch darauf zurückzuführen, dass größere Abnehmer tendenziell längerfristige Verträge (bis zu 2 Jahre) abgeschlossen haben.

Ein zeitlicher Vergleich der Mengenentwicklung zeigt ein ähnliches Bild, wobei die „gewechselten“ Mengen deutlicher zurückgehen als die Anzahl der gewechselten Großkunden. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass größere

→ **Versorgerwechsel je Quartal (Anzahl je Kundengruppe)**

Abbildung 62



Quelle: E-Control

→ Versorgerwechsel je Quartal (Mengen je Kundengruppe)

Abbildung 63



Quelle: E-Control

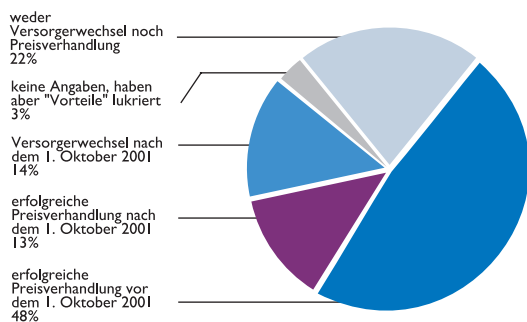
Abnehmer aufgrund des Kostenfaktors Energie eher dazu tendieren, Energiemengen auszu-schreiben und ihren Lieferanten zu wechseln als kleinere Großabnehmer.

Insgesamt haben 75 % der Großkunden entweder erfolgreiche Preisverhandlungen mit ihrem Versorger geführt oder diesen gewechselt. Dies entspricht einem Anteil von 95 % des Strombezugs dieser Kundengruppe. Immerhin

wurden 22 % der Großkunden nicht selbst aktiv. Vor der vollständigen Marktöffnung verhandelten bereits 48 % der Großkunden erfolgreich neue Strombezugsverträge. Bezogen auf die elektrische Energie wurden 77 % der neuen Preise vor und 3 % nach der Voll liberalisierung verhandelt. Von jenen Unternehmen, die seit dem 1. Oktober 2001 nicht ihren Lieferanten wechselten, gaben 50 % an, aktiv die Vertrags-konditionen verbessert zu haben.

→ Liberalisierungseffekte bei Sondervertragskunden (Anzahl der Kunden)

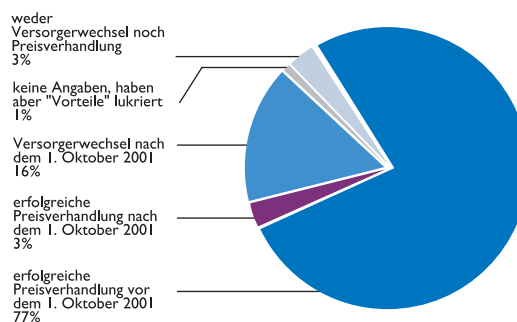
Abbildung 64



Quelle: E-Control

→ Liberalisierungseffekte bei Sondervertragskunden (Mengen)

Abbildung 65



Quelle: E-Control

Wechselverhalten im Gasmarkt

Im Gegensatz zum Strommarkt liegen beim Gasmarkt derzeit noch keine aussagekräftigen Daten über das Wechselverhalten bzw. die Neuverhandlung von Verträgen vor. Anzunehmen ist lediglich, dass die Wechselraten aufgrund der geringeren Wettbewerbsintensität am Gasmarkt deutlich niedriger sind als jene am Strommarkt. Bisher haben nach Angaben der neuen Lieferanten rd. 5.000 Haushaltskunden den Lieferanten gewechselt, wobei rd. 25 % der gewechselten Kunden Kunden der Wiengas waren. Demnach haben seit der Liberalisierung des Gasmarktes rund 0,4 % Haushaltskunden ihren Lieferanten gewechselt.

Daten über Industrie- und Gewerbekunden liegen nicht vor. Aussagen darüber können deshalb im Rahmen dieses Berichts nicht getroffen werden.

Wechselbereitschaft und -motive von Haushaltskunden

Im Massenkundenbereich des Strommarktes wurde bis 30. September 2002 im Vergleich mit anderen Kundengruppen die geringste Wechselaktivität festgestellt. Haushaltskunden im Gasbereich können seit 1. 10. 2002 ihren Lieferanten wechseln und scheinen ebenfalls nur langsam ihre Wechselmöglichkeit wahrzunehmen.

Das Kleinkundensegment stellt sowohl von der Kundenanzahl als auch von der Abnahmemenge das größte Wechselpotenzial dar. Dieses Kundensegment kann daher maßgeblich zur Belebung des Wettbewerbs beitragen. Die Motive und Gründe zum Wechsel bzw. Nicht-Wechsel können wichtige Informationen über etwaige Wettbewerbshindernisse am Markt liefern.

Im Juni 2003 führte die Österreichische Gesellschaft für Marketing (OGM) im Auftrag der E-Control eine Studie zum Energiemarkt in Österreich durch. Hierfür wurden insgesamt 1.854 Privathaushalte in Österreich über wechselrelevante Aspekte im Strom- und Gasmarkt befragt. Im Folgenden werden die wichtigsten Ergebnisse dieser Umfrage dargestellt.

Im Strommarkt hat sich die Wechselbereitschaft der Österreicher verringert. Wollten im Juni 2002 noch 8 % der Haushalte den Stromanbieter wechseln, so waren es im Juni 2003 nur mehr 5 %. Auch die Wechselquote hat nur im Kommastellenbereich zulegen können.

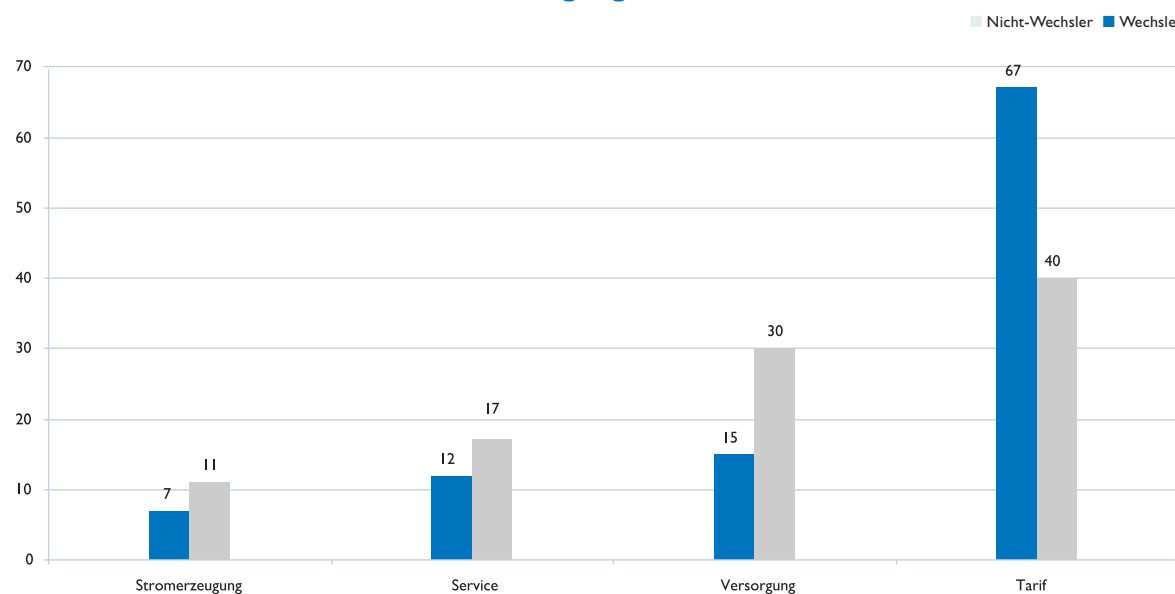
Bei der Wahl des Stromversorgers steht eindeutig der Tarif (Preis) im Vordergrund, vor

allem bei jenen Kundengruppen, die schon gewechselt haben oder zumindest planen, ihren Lieferanten zu wechseln. Am Zweit- und Drittwichtigsten am momentanen Stromversorger sind den Kunden die gebotene Versorgungssicherheit und das Kundenservice. Erst danach wird die Form der Stromerzeugung (u.a. umweltfreundliche Erzeugung, Atomstrom) genannt.

Bei der Wahl des Energieversorgers stehen für Gaskunden andere Motive als bei Stromkunden im Mittelpunkt. Für die Gaskunden steht tendenziell die Versorgungssicherheit im Vordergrund, vor allem bei älteren Personen und Personen mit besserer Ausbildung. Diesbezüglich gibt es auch ein starkes Ost-West-Gefälle bei den österreichischen Gaskunden. Wiener und niederösterreichische Gaskunden legen den

→ **Auswahlkriterien für die Stromversorgung in %**

Abbildung 66



Quelle: OGM

Schwerpunkt eher auf die Versorgungssicherheit, während in Tirol und Vorarlberg eher der Gesamtpreis im Vordergrund steht.

Für 96 % der bereits gewechselten Kunden waren die Stromkosten ein besonders wichtiger Grund für den Wechsel des Stromanbieters. Nicht viel anders verhält es sich bei jenen Haushalten, die einen Versorgerwechsel planen. Zusätzlich spielen bei dieser Gruppe Zusatzangebote und das Unternehmensimage eine stärkere Rolle als bei den bereits gewechselten Kunden. Der Standpunkt, aus Prinzip wechseln zu wollen, steht bei den so genannten Planern ebenfalls viel stärker im Vordergrund als bei den bereits gewechselten Haushalten. Wie vorangegangene Umfragen zeigen, wechselt tatsächlich nur ein Bruchteil der so genannten Planer. Das relativiert zwar die Aussage von 32 % der „Wechsel-Planer“, aus Prinzip wechseln zu wollen, doch geben immerhin 11 % der tatsächlichen Wechsler als besonders wichtigen Grund an „aus Prinzip, um unabhängig vom langjährigen Lieferanten zu sein“, gewechselt zu haben (Protestwechsler).

Bei der Frage nach der Preisschwelle, ab welcher ein Haushaltskunde bereit wäre, den Lieferanten zu wechseln, ergibt sich wie bereits in früher durchgeführten Erhebungen zu sehen war, ein sehr ambivalentes Bild: Die Stromkunden sind auf den ersten Blick scheinbar bereit, den Stromanbieter schon bei geringeren Kostenersparnissen zu wechseln als bei der Erhebung im Vorjahr angegeben. Die Erfahrung zeigt aber, dass der Großteil der Stromkunden über die eigene Stromrechnung nur einen geringen Informationsstand hat. Das bedeutet für die Zukunft, dass die Stromkunden nur dann in größerem Ausmaß tatsächlich wechseln werden, wenn eine spürbare Senkung der Stromrechnung – im Ausmaß von mindestens 10 % Kostenersparnis – zu erzielen ist. Um die Gesamtstromrechnung um 10 % senken zu können, müsste ein neuer Energielieferant einem Haushalt mit durchschnittlichem Verbrauch den

Energiepreis um rund 40 % günstiger anbieten (siehe auch Kasten 9 „Strom- und Gaspreiszusammensetzung“). Stromkunden, die bei 10 % Preissenkung nicht zum Wechsel bereit sind, sind auch bei höheren Senkungen kaum zum Wechsel zu bewegen.

Die Trennung von Strom- und Gaskosten wurde von Kundenseite noch nicht vollzogen, ein Kostengefühl dafür ist erst im Entstehen. Es liegt die Vermutung nahe, dass auch bei den Gastarifen eine Kostenreduktion von bis zu 10 % durchgeführt werden müsste, um die Gaskunden zu einem Wechsel bewegen zu können. Das würde eine Senkung von knapp 30 % des reinen Energiepreises für einen durchschnittlichen Haushalt erfordern.

Erwartungsgemäß steht als Motiv, warum Stromkunden nicht wechseln, die Zufriedenheit mit dem jetzigen Stromversorger im Vordergrund. Gegenüber früheren Befragungen haben die Punkte „zu geringe Kostenersparnis bei einem Wechsel“ sowie die „schwere Vergleichbarkeit der Tarife“ signifikant zugelegt und werden als wesentliche Hemmschwellen für einen Versorgerwechsel genannt. Interessant ist, dass nach wie vor ein Drittel der Haushaltskunden angibt, keinen alternativen Stromanbieter zu kennen.

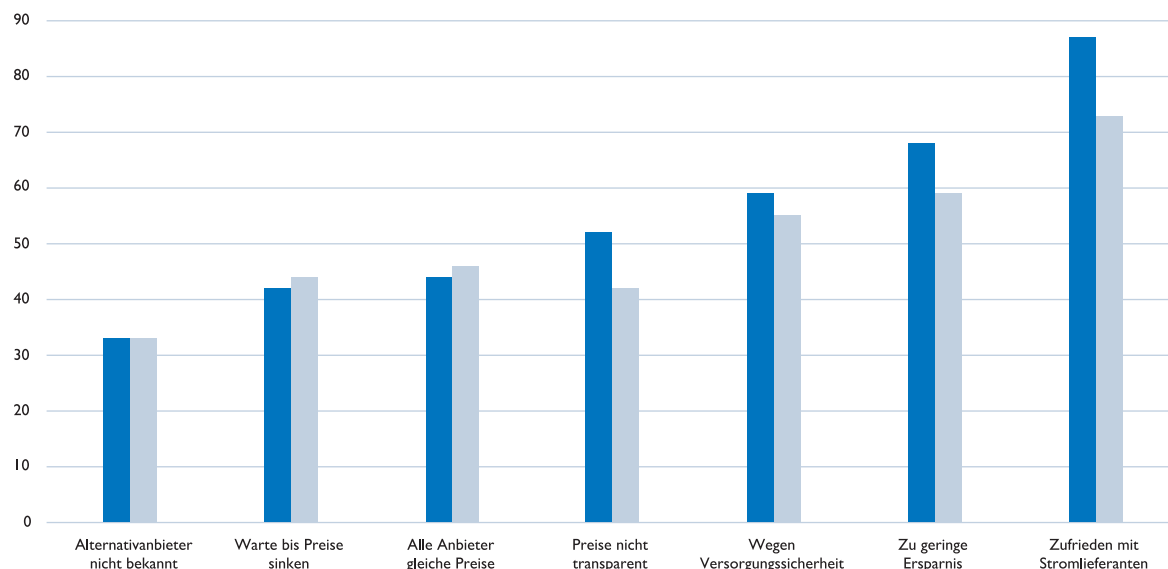
Die Befragung zeigt auch, dass die Liberalisierung des Gasmarktes noch nicht vollständig angelaufen ist. Die Wechselquote ist kaum auszumachen, und nur 3 % der befragten Gaskunden wollen wechseln, wobei hier der Großteil aus Wien stammt.

Bei den Motiven, die gegen einen Wechsel des Gaslieferanten sprechen, gibt es kaum signifikante Unterschiede zu den Stromkunden. Auch hier steht die Zufriedenheit mit dem Lieferanten im Vordergrund. Grundsätzlich ist zu sagen, dass die österreichischen Haushalte kaum eine Differenzierung zwischen Strom- und Gasversorgung vornehmen.

→ Motive gegen den Lieferantenwechsel – Strom

Abbildung 67

■ Juni 2003 ■ Juni 2002



Quelle: OGM

Die Serviceleistungen der Energieversorger haben sich im letzten Jahr tendenziell verbessert. Haushalte, die angeben, wechseln zu wollen, sind hier die größten Kritiker der Stromversorger. Die Österreicher waren im Juni 2003 mit der Versorgungssicherheit sehr zufrieden (98 %) und attestieren den Stromlieferanten sogar eine Verbesserung zu den letzten Jahren. Geringfügige Stromausfälle werden toleriert.

→ Unternehmen

Zu Beginn der Liberalisierung des Strommarktes waren vor allem im Großkundensegment intensiver Wettbewerb und stark fallende Preise zu beobachten. Nach nun fast zwei Jahren der vollständigen Marktöffnung ist die Wettbewerbsintensität deutlich geringer, was sich auch in der Entwicklung der Werbeausgaben widerspiegelt.

Die Zusammenschlüsse auf regionaler und überregionaler Ebene haben zum Anstieg der

Marktkonzentration und zu einer Verringerung der Anbieterzahl geführt. Ausländische Unternehmen sind mit Ausnahme von EnBW bzw. Ruhrgas am österreichischen Markt derzeit nicht tätig, was einerseits auf die Preispolitik der österreichischen Anbieter (starke Preissenkungen zum Beginn der Liberalisierung) und andererseits auf nach wie vor hohe Netztarife und die Möglichkeit der Quersubventionierung des Vertriebes durch den Netzbereich zurückzuführen ist. Somit muss auch weiterhin von einem österreichischen Strom- bzw. Gasmarkt gesprochen werden.

Durch die Öffnung der Strom- und Gasmärkte und die Veränderung der Rahmenbedingungen ist es kurzfristig zu signifikanten Veränderungen der Marktstruktur gekommen. Das Resultat dieser Veränderungen kann auch als Marktergebnis gesehen werden. Da anzunehmen ist, dass die aus dem Restrukturierungsprozess resultierende höhere Konzentration auch in Zukunft be-

stehen bleibt, wurde eine detaillierte Beschreibung dieses Veränderungsprozesses bereits im Kapitel Marktstruktur vorgenommen.

Erfahrungen durch Missbrauchsaufsicht

Im Rahmen ihrer Überwachungs- und Aufsichtsfunktion gemäß § 10 ERBG hat die E-Control GmbH Verstöße von Netzbetreibern gegen das Gleichbehandlungsgebot abzustellen.

Die bisherigen Erfahrungen im Rahmen der Missbrauchsaufsicht zeigen, dass ein wesentliches Hindernis für das Funktionieren des Marktes das bislang unzureichende Unbundling darstellt.

Um die Gleichbehandlung aller Marktteilnehmer sicherzustellen, haben die Netzbetreiber alle Lieferanten und Kunden aufgrund des Gleichbehandlungsgebotes gleich und nicht-diskriminierend zu behandeln. Dies ist jedoch nicht immer der Fall. Durch die Bevorzugung des eigenen Vertriebes bei integrierten Unternehmen erleiden neue Lieferanten einen wesentlichen Wettbewerbsnachteil, wodurch es zu Wettbewerbsverzerrungen kommt.

Die gesetzlichen Grundlagen und die Marktregeln sehen zwar klare Richtlinien vor, wie vorzugehen ist, damit es nicht zu einer Ungleichbehandlung kommt. Die Umsetzung gestaltet sich jedoch schwierig. Einzelne Netzbetreiber, die z.B. im Rahmen des Wechselprozesses Daten erhalten, die nicht für den Vertrieb des integrierten Unternehmens vorgesehen sind, leiten diese dennoch an die eigene Vertriebsabteilung weiter. Der Vertrieb des integrierten Unternehmens hat dadurch einen Informationsvorsprung (u.a. hinsichtlich Kundendaten), was zu einer ungleichen Ausgangsposition der verschiedenen Lieferanten führt.

Ähnliches ist bei Neuanlagen zu beobachten. Kommt es zu Ansiedelungen großer Abnehmer, verfügt der Netzbetreiber bereits vorzeitig (u.a. wegen erforderlichlichem Netzausbau) über rele-

vante Kundendaten. Durch die Weiterleitung der Daten an die Vertriebsabteilung kann diese bereits früher als andere Lieferanten ein Angebot über die Belieferung mit elektrischer Energie legen. Gleiches ist bei Neuanschlüssen von Wohnungen oder Häusern zu beobachten. Außendienstmitarbeiter des Netzbetreibers übergeben den Endkunden mit dem Netznutzungsvertrag gleichzeitig einen Liefervertrag des verbundenen Lieferanten, ohne den Kunden auf die Möglichkeit, mit anderen Lieferanten kontrahieren zu können, hinzuweisen.

Erfahrungen durch Schlichtungstätigkeit

Seit 1. 10. 2002 ist bei der E-Control GmbH eine Schlichtungsstelle eingerichtet, an die sich Kunden und sonstige Marktteilnehmer wenden können, wenn sie mit der Qualität einer vertraglich vereinbarten Dienstleistung nicht zufrieden sind oder die Höhe einer Rechnung nicht nachvollziehen können. Die Schlichtungsstelle sieht sich auch als Konsumentenservicestelle und bietet umfangreiche Informationen zur Liberalisierung an, wie Beratungstage in den Bundesländern, telefonische Auskunft, Prüfung von Rechnungen und schriftliches Informationsmaterial.

Seit ihrem Bestehen bis Ende August 2003 haben 120 Energiekonsumenten einen Streitschlichtungsantrag an die Schlichtungsstelle gestellt und damit bewirkt, dass die E-Control als Vermittler zu einer Lösung der Probleme beiträgt. In den meisten Fällen kommt es zu Beschwerden gegen die Höhe von Rechnungen. Meist stellt sich jedoch heraus, dass die Energie tatsächlich verbraucht wurde und somit zu bezahlen ist. Die Mehrzahl der Energieunternehmen kommt ihren Kunden in diesen Fällen mit Ratenzahlungsvereinbarungen und Energieverbrauchsberatungen entgegen.

Insgesamt zeigen die ersten Erfahrungen im Rahmen der Schlichtungstätigkeit der E-Control, dass die Anpassungen an die neuen Marktstrukturen und Rahmenbedingungen durch die Öff-

nung der Strom- und Gasmärkte von einigen Unternehmen schneller vorgenommen werden als von anderen. Während manche Unternehmen bereits vorzeitig reagiert und mit Beginn der Liberalisierung Call Center und Beschwerdestellen eingerichtet haben, reagieren andere Unternehmen bisher kaum auf die geänderten Rahmenbedingungen. Im Bereich der Streitschlichtung spiegelt sich die Anpassung an die neuen Rahmenbedingungen in der raschen und umfassenden Beantwortung von Kundenanfragen und Beschwerden sowie im Anbieten von Kulanzlösungen zur Zufriedenheit der Kunden wider.

Eine detaillierte Darstellung über die Verfahren bei der Schlichtungsstelle, die häufigsten Probleme und die erzielten Lösungen wird im Tätigkeitsbericht der Schlichtungsstelle, der im November von der E-Control GmbH präsentiert werden wird, veröffentlicht.



→ Abbildungsverzeichnis

	Seite		Seite		
Tabelle 1:	Abgrenzung monopolistischer Bottleneck-Bereiche	16	Tabelle 21:	Marktkonzentration in der Gaswirtschaft – Ausgleichsenergiemarkt	51
Tabelle 2:	Monopolstrukturen und Wettbewerbspotenziale in Österreich	18	Tabelle 22:	Übersicht – österr. Zusammenfassungen und Beteiligungen	61
Tabelle 3:	Überblick über sachlich und räumlich relevante Märkte im Strombereich in Österreich	25	Tabelle 23:	Gehandelte Stromvolumina im europäischen Vergleich - 2002	83
Tabelle 4:	Überblick über sachlich und räumlich relevante Märkte im Gasbereich in Österreich	26	Abbildung 1:	Öffnungsgrad der Strom- und Gasmärkte in Europa	14
Tabelle 5:	Vergleich Strom- und Gasmarkt vor und nach der Liberalisierung	28	Abbildung 2:	Wettbewerb-Effizienz Ergebnis	16
Tabelle 6:	Veränderungen durch die Liberalisierung	30	Abbildung 3:	Auswirkungen der Mengenreduktion durch einen Monopolisten	17
Tabelle 7:	Marktstufen Strom	31	Abbildung 4:	Strom- und Gasverbrauch in Österreich im Jahresverlauf	20
Tabelle 8:	Marktstufen Gas	31	Abbildung 5:	Wirtschaftsentwicklung und Inlandsstromverbrauch Österreichs	21
Tabelle 9:	Kritische Schwellenwerte der Konzentrationsindize	46	Abbildung 6:	Struktur der österreichischen Gaswirtschaft vor der Liberalisierung	27
Tabelle 10:	Marktkonzentration in der Stromwirtschaft – Haushaltskunden	47	Abbildung 7:	Erzeugungskosten unterschiedlicher Kraftwerkstypen	35
Tabelle 11:	Marktkonzentration in der Stromwirtschaft – Großkunden	47	Abbildung 8:	Laufzeiten und Mengen der österreichischen TOP-Verträge	44
Tabelle 12:	Marktkonzentration in der Stromwirtschaft – Belieferung von kleinen Weiterverteilern	47	Abbildung 9:	Marktkonzentration im Strommarkt	49
Tabelle 13:	Marktkonzentration in der Stromwirtschaft – Erzeugung	48	Abbildung 10:	Marktkonzentration im Erdgasmarkt	52
Tabelle 14:	Marktkonzentration in der Stromwirtschaft – Leistungsvorhaltung – Lieferung von Minutenreserve (Regelzone Ost)	48	Abbildung 11:	Strom- und Gasmarktkonzentration im Vergleich	53
Tabelle 15:	Marktkonzentration in der Stromwirtschaft – Leistungsvorhaltung – Rücknahme von Minutenreserve (Regelzone Ost)	48	Abbildung 12:	Produktionsstufen im Stromsektor	58
Tabelle 16:	Marktkonzentration in der Gaswirtschaft – Haushaltskunden	50	Abbildung 13:	Horizontale Integration	58
Tabelle 17:	Marktkonzentration in der Gaswirtschaft – Gewerbe	51	Abbildung 14:	Eigentumsverhältnisse in der österreichischen Stromwirtschaft – Endkundenmarkt	62/63
Tabelle 18:	Marktkonzentration in der Gaswirtschaft – Großkunden	51	Abbildung 15:	Eigentumsverhältnisse in der österreichischen Gaswirtschaft – Endkundenmarkt	64/65
Tabelle 19:	Marktkonzentration in der Gaswirtschaft – Speicherung	51	Abbildung 16:	Übersicht Energie Austria	69
Tabelle 20:	Marktkonzentration in der Gaswirtschaft – Produktion	51	Abbildung 17:	Übersicht Econgas	71
			Abbildung 18:	Gesamte Werbeaktivitäten der Stromanbieter und der neuen Anbieter	72
			Abbildung 19:	Werbeaktivitäten der neuen Anbieter	73
			Abbildung 20:	Werbeaktivitäten der neuen Anbieter (ohne Vertriebsgesellschaften der ehemaligen Landesversorgungsunternehmen)	74

	Seite		Seite
Abbildung 21: Werbeaktivitäten im Strom- und Gasmarkt	74	Abbildung 41: Netznutzungstarife auf Netzebene 5 in Cent/kWh (3.500 Benutzungsstunden)	98
Abbildung 22: Gesamte Werbeaktivitäten der Gasanbieter	75	Abbildung 42: Netznutzungstarife auf Netzebene 6 in Cent/kWh (3.000 Benutzungsstunden)	98
Abbildung 23: Werbeaktivitäten im Strom- und Gasmarkt nach Medium	76	Abbildung 43: Netznutzungstarife auf Netzebene 7 in Cent/kWh (gem. Leistung, 2.000 Benutzungsstunden)	99
Abbildung 24: Gesamtstrompreisentwicklung 1999 – 2003 (Index 1999 = 100)	83	Abbildung 44: Netznutzungstarife auf Netzebene 7 in Cent/kWh (3.500 kWh, nicht gem. Leistung)	99
Abbildung 25: Gehandelte Stromvolumina vs. Marktanteile ausgewählter Strombörsen (2001 bzw. 2002)	84	Abbildung 45: Regelzonenabweichung und abgerufene Minutenreserve je 1/4-Stunde in der Regelzone Ost – Mai 2003	100
Abbildung 26: Großhandelspreisentwicklung an der EEX und der EXAA	85	Abbildung 46: Regelzonenabweichung und Clearingpreis in der Regelzone Ost	101
Abbildung 27: Historische Spot- sowie Forwardpreise (Base) an der EEX	85	Abbildung 47: Höhe und Zusammensetzung der monatlichen Ausgleichsenergiekosten in der Regelzone Ost	102
Abbildung 28: Notierungen für die Jahreslieferung 2004 und 2005	86	Abbildung 48: Entwicklung der Leistungsvorhaltungspreise (Market Maker) und der Großhandelspreise in der Regelzone Ost	103
Abbildung 29: Konvergenz der Strom- und Gasmärkte	87	Abbildung 49: Gesamtgaspreis- und Gasimportpreis-Index (Index Dez. 1999 = 100)	105
Abbildung 30: Industriestrompreisentwicklung in Österreich 1970 – 2003 (Netz und Energie ohne Steuern und Abgaben), Preisbasis 2001	88	Abbildung 50: Erdgasimportpreis-Index und Gas-VPI	105
Abbildung 31: Entwicklung der Großhandelspreise und der Energielieferpreise für Industriekunden	89	Abbildung 51: Industriegaspreise inklusive Netzkosten im europäischen Vergleich (500 GWh/a)	106
Abbildung 32: Industriestrompreise inklusive Netzkosten im europäischen Vergleich 2003 (35 GWh/a)	90	Abbildung 52: Haushaltsgaspreisvergleich nach Netzgebiet inklusive Steuern und Abgaben	107
Abbildung 33: Entwicklung der Haushaltsstrompreise 1996 – 2003 (3.500 kWh/Jahr)	91	Abbildung 53: Energiepreise Gas im Vergleich zu den Leitungsgebühren – Juni 2003 (15.000 kWh/Jahr)	108
Abbildung 34: Haushaltstrompreisvergleich nach Netzgebiet inklusive Steuern und Abgaben (3.500 kWh/Jahr)	92	Abbildung 54: Strompreiszusammensetzung (Netzbereich Wienstrom, 3.500 kWh, günstigster Anbieter)	109
Abbildung 35: Großhandelspreise und Energielieferangebote an Haushaltskunden (3.500 kWh/Jahr)	93	Abbildung 55: Gaspreiszusammensetzung (Netzbereich Wiengas, 15.000 kWh, günstigster Anbieter)	109
Abbildung 36: Haushaltstrompreise und Margen – Juli 2003 (reine Energielieferung ohne Netz und Abgaben, 3.500 kWh/Jahr)	94	Abbildung 56: Haushaltsgaspreise inklusive Netzkosten im europäischen Vergleich (30.000 kWh/a)	110
Abbildung 37: Haushaltspreise inklusive Netzkosten im europäischen Vergleich (3.500 kWh/a)	95	Abbildung 57: Gasnetznutzungstarife für Kleinverbraucher I	111
Abbildung 38: Netznutzungsentgelte im europäischen Vergleich	95	Abbildung 58: Netznutzungsentgelt für leistungsgemessene Kunden	113
Abbildung 39: Netznutzungstarife auf Netzebene 3 in Cent/kWh (6.500 Benutzungsstunden)	97	Abbildung 59: Ausgleichsenergiepreis- und Importpreisentwicklung in den Regelzonen	114
Abbildung 40: Netznutzungstarife auf Netzebene 4 in Cent/kWh (5.800 Benutzungsstunden)	97		

	Seite		Seite
Abbildung 60: Preis- und Mengenentwicklung am Ausgleichsenergiemarkt für Gas	114	Kasten 1: Monopol und Oligopol	17
Abbildung 61: Versorgerwechsel nach Kundengruppen (Anzahl und Menge)	115	Kasten 2: Kosten der Stromgewinnung	34
Abbildung 62: Versorgerwechsel je Quartal (Anzahl je Kundengruppe)	116	Kasten 3: Wetterderivate	36
Abbildung 63: Versorgerwechsel je Quartal (Mengen je Kundengruppe)	117	Kasten 4: Take-or-Pay-(TOP-)Verträge	44
Abbildung 64: Liberalisierungseffekte bei Sondervertragskunden (Anzahl der Kunden)	118	Kasten 5: Die österreichischen Energielösungen	67
Abbildung 65: Liberalisierungseffekte bei Sondervertragskunden (Mengen)	118	Kasten 6: Nachfrage- und Kreuzpreiselastizität	78
Abbildung 66: Auswahlkriterien für die Stromversorgung in %	119	Kasten 7: Konvergenz der Strom- und Gasmärkte	87
Abbildung 67: Motive gegen den Lieferantenwechsel – Strom	121	Kasten 8: Festsetzung der Stromsystemnutzungstarife	96
		Kasten 9: Strom- und Gaspreiszusammensetzung	109
		Kasten 10: Festsetzung der Gassystemnutzungstarife	112